

TUGAS AKHIR - TM 141585

**ANALISA PENYEBAB DAN PENCEGAHAN
FAILURE TUBE AIR FIN COOLER 15-E-110
AKIBAT CREVICE CORROSION
(Studi Kasus PT. PERTAMINA RU VI Balongan)**

HIDAYAT RAMADHAN
NRP 2110 100 047

Dosen Pembimbing
Ir. Witantyo, M.Eng.Sc

JURUSAN TEKNIK MESIN
Fakultas Teknologi Industri
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2015

FINAL PROJECT - TM 141585

**FAILURE ANALYSIS OF
TUBE AIR FIN COOLER 15-E-110
DUE TO CREVICE CORROSION
(Case Study PT. PERTAMINA RU VI Balongan)**

HIDAYAT RAMADHAN
NRP 2110 100 047

Academic Supervisor
Ir. Witantyo, M.Eng.Sc

DEPARTEMENT OF MECHANICAL ENGINEERING
Faculty of Industrial Engineering
Sepuluh Nopember Institute of Technology
Surabaya 2015

LEMBAR PENGESAHAN

**ANALISA PENYEBAB DAN PENCEGAHAN
FAILURE TUBE AIR FIN COOLER 15-E-110
AKIBAT CREVICE CORROSION
(Studi Kasus PT. PERTAMINA RU VI Balongan)**

TUGAS AKHIR

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
pada
Bidang Studi Manufaktur
Program Studi S-1 Jurusan Teknik Mesin
Fakultas Teknologi Industri
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh :

HIDAYAT RAMADHAN

Nrp. 2110 100 147

Disetujui oleh Pembimbing dan Penguji Tugas Akhir :

1. Ir. Witantyo, M.Eng.Sc..... (Pembimbing)
(NIP. 196303141988031002)
2. Dr. Eng. Sutikno, ST., MT..... (Penguji I)
(NIP. 197407032000031001)
3. Indra Sidharta, ST., M.Sc..... (Penguji II)
(NIP.198006192006041004)
4. Wahyu Wijanarko, ST., M.Sc..... (Penguji III)
(NIP. 198202092012121001)

**SURABAYA
JANUARI, 2015**

**ANALISA PENYEBAB DAN PENCEGAHAN
FAILURE TUBE AIR FIN COOLER 15-E-110 AKIBAT
CREVICE CORROSION
(Studi Kasus PT. PERTAMINA RU VI Balongan)**

Nama Mahasiswa : Hidayat Ramadhan
NRP : 2110100147
Jurusan : Teknik Mesin FTI-ITS
Dosen Pembimbing : Ir. Witantyo, M.Eng.Sc

Abstrak

Air fin cooler di unit *Residue Catalytic Cracker (RCC)* mempunyai peran penting untuk mengkondensasikan hasil olahan katalis pada proses perengkahan residue di *main column*. *Fluida service* yang mengalir dalam *air fin cooler* adalah *wet gas* hasil fraksinasi dari *main column* yang mengandung chloride dan nitrogen. Tingginya kandungan chloride dan nitrogen dalam *fluida service* menyebabkan terjadinya korosi pada *tube air fin cooler*. Jika hal ini terus dibiarkan, maka umur *tube air fin cooler* akan lebih pendek daripada yang seharusnya.

Pada tugas akhir ini akan dianalisa penyebab tingginya laju korosi dengan menggunakan metode *Root Cause Failure Analysis (RCFA)*. RCFA digunakan untuk mencari penyebab terjadinya kerusakan sehingga solusi untuk pencegahannya dapat dilakukan. Metode yang dilakukan adalah proses *analysis, mapping, flowchart* serta metode *why analysis*.

Tingginya laju korosi disebabkan oleh presipitat ammonium chloride pada *tube air fin cooler*. Endapan ini akan menyebabkan plugging pada tube dan under deposit corrosion. Presipitat ammonium chloride disebabkan karena reaksi ammonium dan hydrogen chloride pada temperature di atas temperature titik embun air. Presipitat dibuktikan oleh kenaikan

pressure drop pada air fin cooler 15-E-110. Kenaikkan ini menunjukkan potensi salt loading di air fin cooler.

Kata Kunci : *Air Fin Cooler, Korosi, Residue Catalytic Cracker*

**FAILURE ANALYSIS OF
TUBE AIR FIN COOLER 15-E-110
DUE TO CREVICE CORROSION
(Case Study PT. PERTAMINA RU VI Balongan)**

Name : Hidayat Ramadhan
NRP : 2110100147
Major : Mechanical Engineering FTI-ITS
Advisor : Ir. Witantyo, M.Eng.Sc

Abstract

Air fin cooler in Residue Catalytic Cracker Unit (RCCU) has an important role to condense fluid services from main column. Fluid services that flows in air fin cooler is wet gases from main column which is contain chloride and nitrogen. High concentration of chloride and nitrogen can cause corrosion in tube air fin cooler. If this phenomenon continues, there will be leakage in air fin cooler.

In this final project, the problem of failure tube air fin cooler will be re-evaluated using the Root Cause Failure Analysis (RCFA). RCFA is used to find the cause of the failure and provide a solution to the problem in order to prevent damage to the failure tube air fin cooler is not repeated. The method does is process analysis, mapping and flowcharts, and why analysis methods.

The high rate of corrosion level is caused by ammonium chloride precipitates in air fin cooler. These deposits will cause plugging the tube and under deposit corrosion. Ammonium chloride is the precipitate from the reaction of ammonium and chloride at temperature above the dew point level. Precipitate is shown by the increasing

pressure drop. This level shown the potential of salt loading in main column overhead system.

Keyword : Air Fin Cooler, Corrosion, Residue Catalytic Cracker

KATA PENGANTAR

Puji syukur kehadiran Allah S.W.T yang telah melimpahkan rahmat dan hidayah-Nya sehingga tugas akhir dengan judul “**Analisa Penyebab dan Pencegahan *Failure Tube Air Fin Cooler 15-E-110* Akibat *Crevice Corrosion* (Studi Kasus PT. PERTAMINA RU VI Balongan)**” ini dapat terselesaikan dengan baik.

Laporan Tugas Akhir ini disusun sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik (ST) pada Jurusan Teknik Mesin Fakultas Teknologi Industri Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya. Tidak lupa saya ucapkan terima kasih yang tidak terhingga kepada.

1. Orang tua saya, Zoelkifli Pane dan Anie Indrawati, serta kakak saya Puspita Sari Pane, mas Adith Brahmantyo, dan ponakan saya Atmadeva Arsakha yang tidak henti-hentinya memberikan doa dan dukungan kepada saya.
2. Bapak Ir. Witantyo, M.Eng.Sc. selaku dosen pembimbing yang telah membimbing saya dengan sangat baik, disiplin dan sabar dalam menuntun penyusunan tugas akhir ini.
3. Bapak Bambang Pramujati, S.T., M.Sc.Eng., Ph.D., selaku Kepala Jurusan Teknik Mesin FTI-ITS.
4. Bapak Dr. Eng. Sutikno, S.T., M.T., bapak Indra Sidharta, S.T., M.Sc., bapak Wahyu Wijanarko, S.T., M.Sc., yang telah bersedia menjadi dosen penguji demi kesempurnaan tugas akhir ini.
5. Ibu Dr. Ir. Helena Carolina Kis Agustin selaku dosen wali yang telah membimbing dan membantu penulis selama di jenjang perkuliahan.
6. Segenap dosen dan karyawan Jurusan Teknik Mesin, terima kasih atas pengetahuan yang telah diberikan dan pembelajaran, semoga Allah membalasnya, Amin.
7. Bapak Novriandi, Irvon W. Putra dan Mutamakin selaku pihak dari PT. PERTAMINA RU VI Balongan yang telah

banyak membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini.

8. Andry Elvandari yang selalu memotivasi dan menemani saya dengan kesabaran dan keceriaannya selama penulisan tugas akhir ini.
9. Fandy Abdurrachman dan I Dewa Gde Budhita kawan sepermainan.
10. Teman seperjuangan tugas akhir Safitro Caesar, Septyadi Nugroho dan Erwin Atsiruddin yang selalu bersama untuk saling memotivasi dan membantu dalam menyelesaikan tugas akhir ini. Tidak lupa kepada Wahyu, Anto, Ruly, Bontang, Pandu, Chalid, Danu, yang berjuang bersama di Lab. Sistem Manufaktur.
11. Teman-teman Teknik Mesin Angkatan 2010 (M53) dan teman-teman Sarekat Merah Rakyat Mesin (SMRM) yang telah menemani, mengajari dan berbagi pengalaman suka duka selama saya dibangku perkuliahan.
12. Semua pihak yang telah membantu atas terselesaikannya laporan tugas akhir ini.

Sekalipun tugas akhir ini selesai melalui proses yang cukup panjang dengan segala keterbatasan kemampuan serta pengetahuan penulis, tidak menutup kemungkinan tugas akhir ini jauh dari sempurna. Oleh karena itu, penulis bersedia menerima kritik dan saran dari berbagai pihak untuk penyempurnaan lebih lanjut.

Penulis berharap semoga hasil penulisan tugas akhir ini dapat bermanfaat bagi semua pihak.

Surabaya, Februari 2013

Penulis

DAFTAR ISI

JUDUL	
LEMBAR PENGESAHAN	
ABSTRAK.....	i
KATA PENGANTAR	v
DAFTAR ISI.....	vii
DAFTAR GAMBAR	ix
DAFTAR TABEL.....	xi
DAFTAR LAMPIRAN	xiii
BAB I PENDAHULUAN	1
I.1 Latar Belakang.....	1
I.2 Rumusan Masalah.....	3
I.3 Tujuan.....	4
I.4 Batasan Masalah	4
I.5 Manfaat Penelitian.....	5
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	7
II.1 <i>Residue Catalytic Cracker Unit</i>	7
II.1.1 <i>RCC Reactor-Regenerator Section</i>	7
II.1.2 <i>Main Column Section</i>	9
II.1.3 <i>Water Washing</i>	10
II.2 <i>Air Fin Cooler/ Overhead Condenser</i>	11
II.3 Metode Pengukuran Ketebalan Tube	13
II.4 Teori Dasar Korosi.....	15
II.5 Jenis-Jenis Korosi.....	16
II.6 Pencegahan Korosi Celah Pada <i>Low Carbon Steel</i>	21
II.7 Laju Korosi.....	22
II.8 Faktor-Faktor Yang Mempengaruhi Laju Korosi.....	23
II.9 Korosi Pada Industri Kilang Minyak.....	26
II.10 Penelitian Terdahulu (A. M. Badiea (2012)).....	29
BAB III METODOLOGI PENELITIAN.....	33
III.1 Diagram Alir Penelitian	33
III.2 Metodologi Tugas Akhir.....	34
BAB IV ANALISA DATA DAN PEMBAHASAN	37
IV.1 Data Design Air Fin Cooler	37

IV.2 <i>History Card Air Fin Cooler</i> 15-E-110	39
IV.2.1 Persebaran Tinginya Laju Korosi <i>Tube Air Fin Cooler</i>	41
IV.3 Mode Kerusakan <i>Air Fin Cooler</i> Berdasarkan API.....	43
IV.4 <i>Why Analysis</i> Korosi Celah pada <i>Tube Air Fin Cooler</i>	45
IV.5 <i>Process Analysis, Mapping dan Flowchart</i> Korosi Celah <i>Tube Air Fin Cooler</i>	46
IV.5.1 Fouling Tendency di RCC Unit	47
IV.5.2 Perhitungan <i>Lifetime Tube Air Fin Cooler</i>	52
IV.6 Rekomendasi Penyelesaian Masalah	53
IV.6.1 Melakukan Pengaturan Volume Water Wash	54
IV.6.2 Penambahan Salt Dispersant Additive	56
IV.6.3 Peningkatan Temperatur Main Column	59
IV.6.4 Melakukan pemeriksaan kualitas “water wash” ..	61
IV.6.5 Melakukan Maintenance Pembersihan <i>Tube Air Fin Cooler</i>	61
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	65
V.1 Kesimpulan	65
V.2 Saran	65
DAFTAR PUSTAKA	67
LAMPIRAN.....	xv
BIODATA PENULIS.....	xxxvii

DAFTAR TABEL

Tabel 1.1 Pengujian ketebalan <i>AcousticEye</i>	3
Tabel 2.1 Tabel hubungan laju korosi dan ketahanan korosi	23
Tabel 3.1 Penipisan dinding <i>tube air fin cooler</i> 15-E-110.....	34
Tabel 4.1 Spesifikasi <i>air fin cooler</i> 15-E-110.....	37
Tabel 4.2 Komposisi kimia material ASTM A214	39
Tabel 4.3 Fluida servis <i>air fin cooler</i> 15-E-110.....	39
Tabel 4.4 Jenis kerusakan yang terjadi pada <i>air fin cooler</i> 15-E-110.....	40
Tabel 4.5 Pengujian ketebalan <i>Acoustic Eye</i> tahun 2011.....	41
Tabel 4.6 Basic data required for analysis.....	44
Tabel 4.7 Estimasi tingginya laju korosi berdasarkan laju alir dan konsentrasi larutan.....	45
Tabel 4.8 Perhitungan lifetime tube air fin cooler	53
Tabel 4.9 Corrosion rate di main column overhead system.....	57

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	Air fin cooler 15-E-110.....	1
Gambar 1.2	Proses fluida kerja memasuki air fin cooler.....	2
Gambar 2.1	Alur proses perengkahan menggunakan katalis.....	8
Gambar 2.2	Proses pemisahan uap hidrokarbon menggunakan <i>main column</i>	10
Gambar 2.3	<i>Air fin cooler</i> dan geometri	11
Gambar 2.4	<i>Finned tube</i> pada <i>air fin cooler</i>	12
Gambar 2.5	Pengujian tidak merusak menggunakan metode IRIS	14
Gambar 2.6	Pengujian tidak merusak <i>Eddy Current Test</i>	14
Gambar 2.7	Skema korosi galvanic dari dua logam yang berbeda.....	17
Gambar 2.8	Mekanisme <i>crevice corrosion</i>	18
Gambar 2.9	Korosi batas butir dilihat dari mikroskop electron	18
Gambar 2.10	Mekanisme korosi sumuran	20
Gambar 2.11	Ammonium bisulfide corrosion pada baja karbon.....	28
Gambar 2.12	<i>Heat exchanger</i> dengan baja karbon rendah	30
Gambar 2.13	Struktur mikro pada baja karbon rendah	31
Gambar 3.1	Diagram alir penelitian tugas akhir	33
Gambar 4.1	Persebaran korosi pada <i>tube</i> <i>air fin cooler</i> 15 – E – 110A.....	42
Gambar 4.2	Persebaran korosi pada <i>tube</i> <i>air fin cooler</i> 15 – E – 110B	42
Gambar 4.3	Persebaran korosi pada <i>tube</i> <i>air fin cooler</i> 15 – E – 110C	42
Gambar 4.4	Persebaran korosi pada <i>tube</i> <i>air fin cooler</i> 15 – E – 110D.....	42
Gambar 4.5	Mode kerusakan pada <i>air fin cooler</i> 15-E-110.....	43
Gambar 4.6	Why analysis failure tube air fin cooler akibat pitting corrosion	45
Gambar 4.7	Mekanisme <i>under deposit corrosion</i>	47

Gambar 4.8	Fouling tendency pada main column overhead system	48
Gambar 4.9	Trend kenaikan ΔP /Vapour Load.....	49
Gambar 4.10	Trend kandungan ammonia.....	51
Gambar 4.11	Trend chloride di dalam service.....	52
Gambar 4.12	Water wash injection pada tube air fin cooler.....	55
Gambar 4.13	Trend water wash yang diinjeksikan.....	56
Gambar 4.14	Grafik Fe content di Residue Catalytic Unit.....	58
Gambar 4.15	Kurva terbentuknya deposit ammonium chloride.....	59
Gambar 4.16	Trend temperature main column overhead RCC..	60
Gambar 4.17	Indikasi kebocoran pada tube air fin cooler	62
Gambar 4.18	Simulasi pembersihan tube	62
Gambar 4.19	Vacuum test yang dilakukan oleh PT.PERTAMINA RU VI	63
Gambar 4.20	Metode pengujian Acoustic Eye	63

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Database PT. Pertamina RU VI Balongan.
- [2] Sadeghbeigi, Reza. **Fluid Catalytic Cracking Handbook**. Houston: Gulf Professional Publishing.
- [3] Jones, Denny A. 1992. **Principles and Prevention of Corrosion**. Maxwell McMillan. Singapura.
- [4] Fontana, Mars. 1986. **Corrosion Engineering, 3rd edition**. Houston: McGraw Hill.
- [5] Utoyo, Widartono. 2000. **Gas Production Operation, in House Training Gulf Indonesia Resources**.
- [6] D. Isniyati. 2014. “**Studi Inhibisi Sarang Semut (Myrmecodia Pendans) Sebagai Inhibitor Ramah Lingkungan Dengan Variasi Temperatur Dan Agitasi Pada Material API 5L Grade B Dalam Larutan NaCl 3,5%**”. Institut Teknologi Sepuluh Nopember.
- [7] API 571. Damage Mechanism Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry.
- [8] Helle, Hans Kristensen, Leif Jeppesen. **NDT and Heat Exchanger Tubes**.
- [9] Eddy Current Testing at Level 2. International Atomic Energy Agency. Vienna. 2011
- [10] Joseph M. Buckley. **Intro to Eddy Current Testing**.
- [11] ASM Handbook Vol. 13B.
- [12] NACE Standard RP0169-2002 Item No. 21001. “**Control Of External Corrosion On Underground Or Submerged Metallic Piping System**”. NACE International Standard Recommended Practice (2002) 2.
- [13] API 581. Risk-Based Inspection Technology.
- [14] Iandino. D. 2011. “**Studi Laju Korosi Baja Karbon Untuk Pipa Penyalur Proses Produksi Gas Alam yang mengandung Gas Co2 pada lingkungan NaCl 0,5;1,5;2,5;3,5%**”. Universitas Indonesia.
- [15] Air Cooled Heat Exchanger Design. GBH Enterprises Ltd.

- [16] James, N. 2002. **“Corrosion At Pipe Supports: Causes And Solution”**.
- [17] Don W. Green. 1997. **Perry's Chemical Engineers' Handbook**. McGraw Hill Book Company, Inc.
- [18] ASM Handbook Volume 13B
- [19] Abdallah. M. 2000. **“Inhibiton of Pitting Corrosion of C-Steel in NaCl Solution by Some Inorganic Compound.”**
- [20] Badiea. M. A. 2012. **“Inhibition of Low Carbon Steel Pipes of Heat Exchanger in Industrial Water Medium by Some Plants Extract.”**

BIODATA PENULIS



Hidayat Ramadhan lahir pada tanggal 20 Maret 1992 di kota Jakarta. Anak dari orang tua yang bernama Zoelkifli Pane dan Anie Indrawati ini merupakan anak ke-2 dari 2 bersaudara. Penulis mulai menuntut ilmu di TK Tunas Jakasampurna (1996-1998), melanjutkan ke SDI Al-Azhar 6 Jakapermai (1998-2004), lalu melanjutkan ke SMP Labschool Rawamangun Jakarta (2004-2007), kemudian melanjutkan studi di SMAN 71 Jakarta (2007-2010). Pada tahun 2010 penulis diterima di Jurusan Teknik Mesin FTI – ITS dan mendapatkan gelar M53. Di Teknik Mesin ITS ini penulis mendapatkan banyak sekali pengalaman dalam melewati masa-masa perkuliahan. Penulis memilih bidang studi Manufaktur pada tahun 2014. Penulis juga pernah menjadi grader praktikum Pengetahuan Bahan Teknik di Laboratorium Metallurgy Teknik Mesin ITS. Selain dibidang akademik, penulis menambah pengalaman organisasi sebagai staff dan kepala Departemen Organisasi Himpunan Mahasiswa Mesin pada tahun 2011-2013. Diluar itu penulis juga berperan aktif dalam kepanitiaan dan event-event yang ada di kampus Jurusan Teknik Mesin ITS. Penulis dapat dihubungi melalui email berikut : **hidayat.ramadhan@yahoo.com.**

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

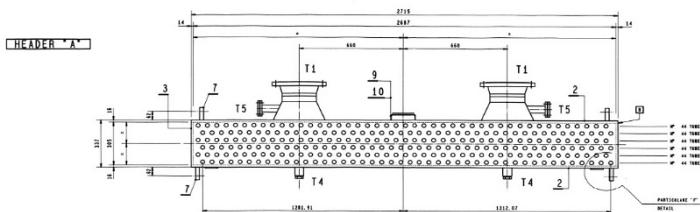
BAB I

PENDAHULUAN

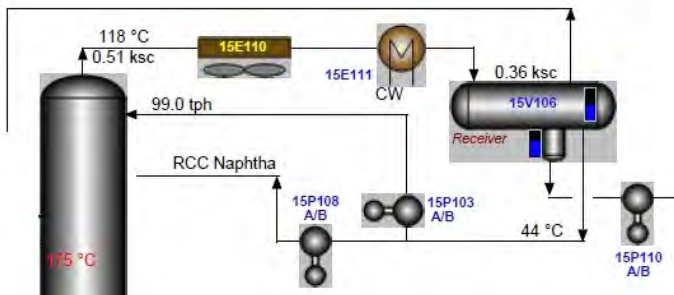
I.1 Latar Belakang

PT. PERTAMINA *Refinery Unit* (RU) VI Balongan merupakan salah satu kilang pengolahan minyak yang dimiliki oleh PT. PERTAMINA (Persero). *Refinery unit* terdiri dari beberapa unit yang saling menopang. Kegiatan pengolahan minyak banyak melibatkan *equipment* dan *fluida service* yang bersifat korosif. Seiring berjalannya waktu, *equipment* tersebut akan mengalami korosi yang berakibat pada hasil akhir olahan minyak. Oleh karena itu dibutuhkan sistem perawatan yang baik agar *equipment* dapat terus bekerja secara maksimal.

Salah satu *equipment* yang diindikasikan mempunyai laju korosi yang tinggi adalah *Tube Air Fin Cooler* unit 15-E-110. *Air fin cooler* adalah suatu alat yang memungkinkan perpindahan panas melalui media udara yang dihembuskan oleh *fan*. *Air fin cooler* terdiri dari beberapa komponen yang menjadi kesatuan saat beroperasi, yaitu *fan*, *header inlet*, *header outlet*, dan *fin tube bundles*. Keempat komponen tersebut menjadi tahapan proses kerja dari *air fin cooler* dari tahap fluida masuk melalui *header inlet* menuju *fin tube* dan dikondensasikan menggunakan pendingin udara. Gambar 1.1 menjelaskan tentang *air fin cooler* yang digunakan oleh PT. PERTAMINA.



Fluida service yang mengalir dalam *air fin cooler* adalah *wet gas* hasil fraksinasi dari *main column*. Gambar 1.2 menggambarkan proses fluida kerja *air fin cooler* dari *main column* ke *air fin cooler*. *Wet gas* yang mengalir mengandung larutan yang bersifat korosif yaitu chloride dan nitrogen hasil olahan katalis pada proses perengkahan residue. Untuk mengurangi sifat korosinya pada *fin tube* maka ditambahkan air pencuci untuk mengencerkan kandungan chloride dan nitrogen. Akan tetapi, *fluida service* tersebut tetap mengakibatkan terjadinya korosi dan penipisan pada dinding *tube air fin cooler*.



Gambar 1.2 Proses fluida kerja memasuki *air fin cooler*

Air fin cooler sudah beroperasi selama 20 tahun, terhitung dari PT. PERTAMINA RU VI Balongan memulai *start up* kilang. Selama beroperasi, *air fin cooler* sudah sering dilakukan pemeriksaan dan pembersihan *tube*. Pemeriksaan dilakukan secara berkala untuk meminimalisir terjadinya kebocoran yang terjadi. Pemeriksaan yang dilakukan adalah membersihkan *scale* atau kerak hidrokarbon yang terdapat di dinding dalam *tube*, melakukan pengujian hidrostatik untuk mengecek kebocoran, dan pengujian tidak merusak *AcousticEye* pada tahun 2011. Tabel 1.1 menunjukkan hasil pengujian ketebalan *tube air fin cooler*.

Tabel 1.1 Pengujian ketebalan *AcousticEye*

Bundle	Tube ID	Thickness Tube (mm)	Wall Reduction	Lifetime (year)
			Percentage	
15-E-110 A	223	2.7686	85.80%	2.8
15-E-110 B	75	2.7686	88.20%	2.2
15-E-110 C	236	2.7686	82.80%	3.5
15-E-110 D	181	2.7686	91.90%	1.4

Dari hasil pengujian yang dilakukan, ditemukan bahwa *tube air fin cooler* mengalami penipisan ketebalan karena korosi yang terjadi di dalam tube. Penipisan ini dibuktikan dengan dilakukannya *non destructive test AcousticEye* yang menunjukkan adanya *crevice corrosion* di dinding dalam *tube*. Jika fenomena ini dibiarkan maka akan umur *tube* akan lebih pendek dari yang seharusnya. Penanggulangan yang dilakukan oleh pihak perusahaan dalam beberapa waktu belakangan adalah dengan membersihkan *scale* pada dinding dalam *tube*. Pihak perusahaan masih mengalami kesulitan dalam menanggulangi fenomena korosi pada *tube air fin cooler* ini.

I.2 Rumusan Masalah

Rumusan masalah yang dianalisa pada Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Menentukan masalah penyebab *failure tube air fin cooler* 15-E-110 akibat *crevice corrosion* di PT. PERTAMINA RU VI.
2. Menentukan solusi yang tepat untuk mencegah *failure tube air fin cooler* 15-E-110 akibat *crevice corrosion* di PT. PERTAMINA RU VI.

I.3 Tujuan

Tujuan dari Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Menganalisa penyebab *failure tube air fin cooler* 15-E-110 akibat *crevice corrosion* di PT. PERTAMINA RU VI sehingga diperoleh akar permasalahan dari fenomena tersebut.
2. Menentukan solusi yang tepat untuk mencegah *failure tube air fin cooler* 15-E-110 akibat *crevice corrosion* di PT. PERTAMINA RU VI sehingga fenomena tersebut dapat terselasaikan.

I.4 Batasan Masalah

Batasan masalah yang diberlakukan agar Tugas Akhir ini dapat berjalan secara fokus dan terarah serta dapat mencapai tujuan adalah sebagai berikut:

1. Data yang digunakan adalah data dari lapangan, literatur dan informasi pekerja yang diperoleh selama penulis melakukan penelitian di PT. PERTAMINA RU VI Balongan.
2. Data hasil pengujian tidak merusak didapat dari *inspection report* yg dilakukan pada tahun 2011 dengan metode *NDT AcousticEye* dan tahun 2012 dengan metode *NDT Eddy Current*.
3. *Air fin cooler* yang digunakan dalam pengambilan data Tugas Akhir ini adalah *air fin cooler* 15-E-110 di unit 15 *Residue Catalytic Cracker* PT. PERTAMINA RU VI Balongan.

I.5 Manfaat Penelitian

Adapun manfaat penulisan dalam penyusunan Tugas Akhir adalah sebagai berikut:

1. Dapat mengetahui penyebab *failure tube air fin cooler* 15-E-110 akibat *crevice corrosion*.
2. Dapat memberikan solusi kepada PT. PERTAMINA RU VI mengenai metode yang berguna untuk mencegah *failure tube air fin cooler* 15-E-110 akibat *crevice corrosion*.

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

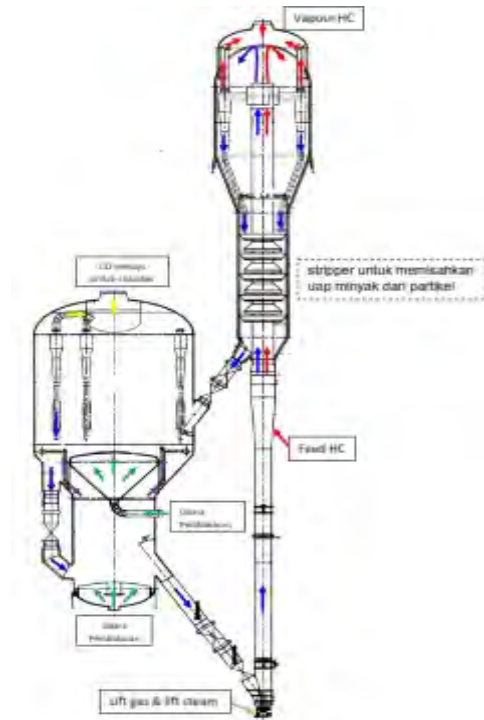
II.1 *Residue Catalytic Cracker Unit*

Residue catalytic cracker merupakan proses pengolahan minyak berat yang kurang menguntungkan untuk mendapatkan nilai tambah dengan perengkahan residue memakai katalis ^[1]. *Residue* yang diolah merupakan produk unit CDU (*Crude Distillation Unit*). Di RCC unit terdiri dari reactor, regenerator katalis, dan bagian pemisahan produk.

Hydrocarbon hasil dari unit RCC yaitu *liquidized petroleum gas* (LPG), *gasoline*, *light cycle oil*, *decant oil*.

II.1.1 *RCC Reactor-Regenerator Section*

Feed atau fluida untuk unit RCC biasa disebut *raw oil* atau minyak mentah hasil akhir olahan CDU. Fluida dipanaskan terlebih dahulu dan dialirkan ke reaktor dimana fluida dikontakkan dengan katalis panas. *Raw oil* bercampur dengan uap sebelum masuk ke *riser reactor*. Katalis mengalir ke *riser* dari regenerator dan bercampur dengan uap dan gas dari *gas concentration unit*. Panas dari katalis ditransfer ke *raw oil* untuk penguapan dan memecah hidrokarbon. Reaksi pemecahan selesai di titik paling atas *riser* dan uap hidrokarbon dipisahkan dari katalis untuk mencegah terjadinya reaksi pemecahan lagi.



Gambar 2.1 Alur proses perengkahan menggunakan katalis ^[1]

Katalis keluar dari riser dan turun ke *stripping section* dari reaktor. Uap hidrokarbon memasuki *reactor cyclone* untuk pemisahan katalis yang terakhir dari hidrokarbon dan mengalir keluar menuju ke *main column* di seksi fraksinasi.

Katalis yang telah dipakai mengalir dari *reactor stripper* ke *upper regenerator* untuk dicampur dengan udara untuk menghilangkan kokas. Karbon dalam bentuk kokas adalah endapan dari katalis selama proses perengkahan terjadi. Menghilangkan kokas ini berarti mengaktifkan katalis dan mensupply panas untuk

reaksi perengkahan. Sekitar 80%, kokas ini dihilangkan di *upper regenerator*.

Katalis mengalir ke *lower regenerator* untuk mengontrol level dan temperature dari regenerator. Pendingin katalis berfungsi untuk menghilangkan panas yang berlebih dari regenerator. Kelebihan udara di *lower regenerator* dipakai untuk membakar kokas yang tersisa dari katalis dan untuk mengkonversi CO menjadi CO₂ sebagai mode pembakaran yang sempurna. Kemudian katalis panas mengalir dari *lower regenerator* untuk digunakan untuk siklus proses berikutnya.

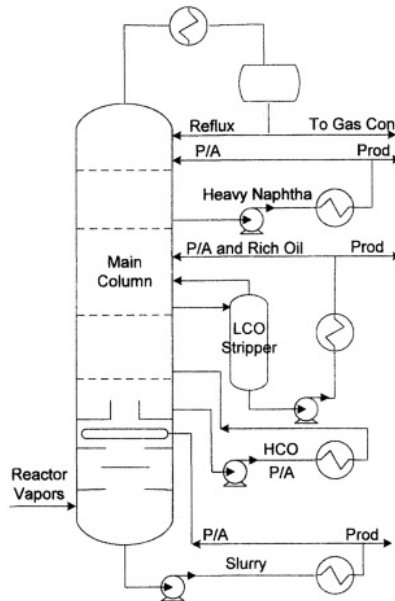
II.1.2 Main Column Section

Pemisahan produk dimulai di *main fractionating column*, lihat gambar 2.2. *Main column* membagi uap reaktor menjadi *slurry oil*, *heavy cycle oil*, *light cycle oil*, *naphta*, *unstabilized gasoline* dan *wet gas*. Uap hidrokarbon memasuki *main column* pada temperature 510-535⁰C dan harus didinginkan sampai 315-370⁰C sebelum proses pemisahan dimulai. Uap yang telah didinginkan tersebut menuju ke bagian bawah dari *main column* yang biasa disebut *doughnut tray*.

Dari bagian bawah *main column*, uap mengalir menuju seksi *heavy cycle oil* dari *column* dimana fraksinasi pertama dimulai. Sirkulasi HCO mensuplai panas untuk *raw oil*. Dari seksi HCO, uap hidrokarbon menuju ke seksi *light cycle oil* dari *column*. Sebagian dari LCO mengalir ke *gas concentration unit* untuk menyerap C₃/C₄ dan sebagian C₅ dan C₆ dan kembali lagi ke *column*. Produk lainnya dari *main column* adalah nafta berat. Nafta disirkulasikan sebagai pemanas di beberapa *heat exchanger* dan kemudian kembali ke *main column*.

Light gas dan *gasoline vapors* melewati bagian atas dari *main column* dan melewati *overhear condenser* menuju ke *overhead receiver*. *Unstabilized gasoline* dialirkan kembali ke bagian atas *main column* untuk di *reflux*. Uap / liquid campuran

dipisahkan di *overhead receiver* untuk menghasilkan liquid dan aliran uap untuk dialirkan ke *gas concentration unit* untuk proses selanjutnya.



Gambar 2.2 Proses pemisahan uap hidrokarbon menggunakan *main column* ^[2]

II.1.3 Water Washing

Pengalaman menunjukkan bahwa air pencuci gas asam/ aliran uap menjadi metode yang sangat penting untuk mengontrol korosi. Air pencuci dapat dilakukan dengan mengkontakkan aliran gas/uap dengan air atau air diinjeksikan secara langsung ke pipa.

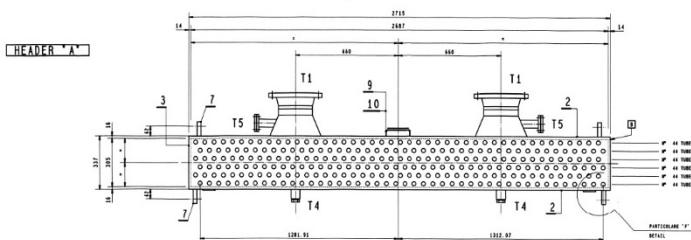
Air pencuci digunakan untuk mencairkan konsentrasi dari NH_3 dan HCN dalam proses. Keuntungan terbesar dari air pencuci dapat dilihat di proses yang mempunyai tekanan dan konsentrasi

HCN dan NH_3 yang tinggi. Air biasanya diinjeksikan di *main fractionator overhead*. Hanya air berkualitas tinggi, dengan sedikit konten solid yang bisa digunakan untuk air pencuci. Kualitas air harus seimbang dibandingkan dengan ketersediaan dan biaya.

Jumlah air yang diinjeksikan tergantung dari *gas/vapor flow rate*, banyaknya uap air, dan penyebab korosi.

II.2 Air Fin Cooler/ Overhead Condenser

Air fin cooler atau yang lebih dikenal dengan *Air Cooled Heat Exchanger* adalah alat untuk mengkondensasikan fluida, biasanya dikenal dengan fluida service atau *process fluid*, menggunakan udara sebagai media pendinginnya ^[15]. Fluida service mengalir melalui *tube*. Udara mengalir melintasi sisi luar dari *tubes*, dibantu oleh fan. Gambar 2.3 menjelaskan tentang komponen dari *air fin cooler*.



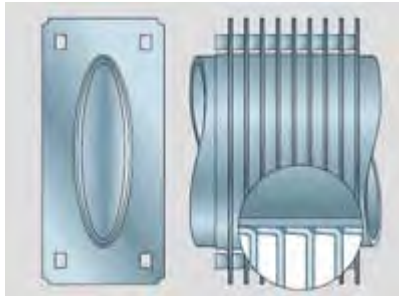
Gambar 2.3 *Air fin cooler* dan geometri ^[15]

Secara umum, komponen utama dari system ini terdiri dari:

1. *Tube air fin cooler*

Elemen penting dari *air fin cooler* adalah *tube* untuk mengalir *fluida service*. Jenis *tube* pada *air fin cooler* ini memiliki *fin* atau sirip di sisi luar *tube*. *Fin* adalah permukaan yang memanjang dari *tube* untuk meningkatkan laju perpindahan panas ke atau dari lingkungan. Peningkatan perbedaan temperatur antara

objek dan lingkungan akan meningkatkan koefisien perpindahan konveksi atau meningkatkan luas permukaan *tube* akan meningkatkan perpindahan panas.



Gambar 2.4 *Finned tube* pada *air fin cooler* ^[15]

2. *Tube bundle*

Setiap tube dikelompokkan ke dalam satu *bundle*, biasanya mempunyai lebar 1-2 meter. Di dalam *bundle*, *tube* dikelompokkan searah horizontral, biasanya terdiri dari 3 dan 6 baris tube. *Bundle* biasanya dipasang horizontal, tetapi untuk *air cooled condenser* dipasang sedikit miring untuk membantu drainase. *Bundle* dikelompokkan kedalam beberapa *bay*, setiap *bay* terdiri dari 2-3 *bundle* secara paralel. Satu unit *air fin cooler* terdiri dari beberapa *bay*.

3. *Header*

Air fin cooler tube bertumpu pada *headers*, seperti pada *shell and tube heat exchanger*. *Air fin cooler bundle* mempunyai satu *inlet* dan satu *outlet* pada *headers* atau yang biasa disebut *single pass process flow*, atau *multi-pass arrangement* dimana mempunyai dua *inlet* dan *outlet*.

4. *Fan*

Fan digunakan untuk membantu udara melwati *bundle*. Untuk sebuah unit yang besar, *fan* ini biasanya berdiameter 3-4 meter dan digerakkan oleh *gearbox* atau *belt drive*. Untuk memastikan distribusi udara pada *air fin cooler*, biasanya setiap bay dibagi kedalam satu atau beberapa *header*, setiap *bay* diwakili dalam satu *fan*.

5. *Belt drive* dan motor

Dalam unit kecil, *fan* digerakkan oleh sepasang motor elektrik. Tetapi biasanya *fan* digerakknya melalui *gearbox* atau *belt drive*.

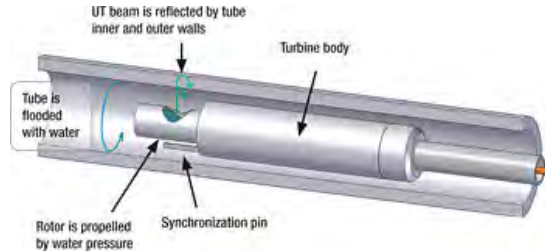
Dalam tugas akhir ini komponen utama yang dianalisa adalah *tube air fin cooler*. Seperti yang sudah dijelaskan sebelumnya, *tube air fin cooler* digunakan untuk mengalirkan *fluida service*. Tinggi rendahnya laju aliran, turbulensi, dan kandungan dalam fluida akan menyebabkan kerusakan pada *tube* salah satunya adalah penipisan pada *tube* yang berakibat kebocoran dan akan merugikan.

II.3 Metode Pengukuran Ketebalan Tube

1. IRIS

IRIS atau *Internal Rotary Inspection System* adalah metode pengujian tidak merusak menggunakan gelombang ultrasonik untuk mengukur ketebalan dari pipa atau *tube air fin cooler* ^[8].

IRIS memiliki probe yang terdiri dari cermin yang berputar yang memancarkan sinar ultrasonik ke dinding dari pipa. Kaca tersebut digerakkan oleh turbin kecil yang berputar oleh tekanan dari air.

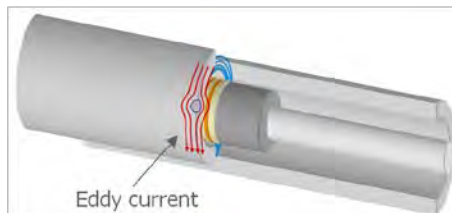


Gambar 2.5 Pengujian tidak merusak menggunakan metode IRIS ^[8]

2. Eddy Current Test

Eddy current tes adalah pengujian tidak merusak menggunakan induksi elektromagnetik untuk mendeteksi cacat dalam material yang bersifat konduktif ^[10]. Ada beberapa batasan dalam metode pengujian ini, yaitu hanya material yang bersifat konduktif yang dapat diuji, kedalaman pembacaan tergantung dengan konduktifitas material ^[9], dan cacat yang terletak sejajar dengan probe mungkin tidak terdeteksi.

Standar pengujian dari eddy current tes adalah mendekatkan kumparan ke benda uji. Kumparan tersebut mengalir arus yang kemudian akan menghasilkan perubahan medan magnet yang berinteraksi dengan benda uji dan akan menghasilkan arus eddy.



Gambar 2.6 Pengujian tidak merusak *Eddy Current Test* ^[9]

II.4 Teori Dasar Korosi

Definisi dari korosi adalah perusakan atau penurunan mutu dari material akibat bereaksi dengan lingkungan ^[3], dalam hal ini adalah interaksi secara kimiawi. Akibat adanya reaksi korosi, suatu material akan mengalami perubahan sifat kearah yang lebih rendah atau dapat dikatakan kemampuan dari material tersebut akan berkurang.

Peristiwa korosi terjadi akibat adanya reaksi kimia dan elektrokimia. Namun, untuk terjadinya peristiwa korosi terdapat beberapa elemen utama yang harus dipenuhi agar reaksi tersebut dapat berlangsung. Elemen-elemen utama tersebut adalah sebagai berikut ^[4]:

1. Material

Dalam suatu peristiwa korosi, suatu material akan bersifat sebagai anoda. Anoda adalah suatu bagian dari suatu reaksi yang akan mengalami oksidasi. Akibat reaksi oksidasi, suatu logam akan kehilangan electron, dan senyawa logam tersebut akan berubah menjadi ion-ion bebas.

2. Lingkungan

Dalam suatu peristiwa korosi, suatu lingkungan akan bersifat sebagai katoda. Katoda adalah suatu bagian dari reaksi yang akan mengalami reduksi. Akibat reaksi reduksi, lingkungan yang bersifat katoda akan membutuhkan electron yang akan diambil dari anoda. Beberapa lingkungan yang dapat bersifat katoda adalah lingkungan air, atmosfer, gas, mineral acid, tanah dan minyak.

3. Reaksi antara material dan lingkungan

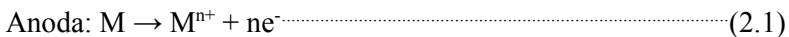
Adanya reaksi antara suatu material dengan lingkungannya merupakan suatu persyaratan yang sangat penting dalam

terjadinya suatu peristiwa korosi. Reaksi korosi hanya akan terjadi jika terdapat hubungan atau kontak langsung antara material dan lingkungan. Akibat adanya hubungan tersebut, akan terjadi reaksi reduksi dan oksidasi yang berlangsung secara spontan.

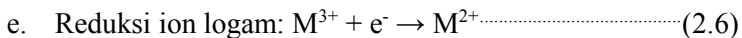
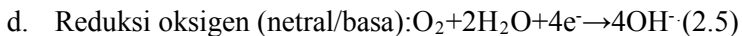
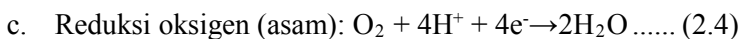
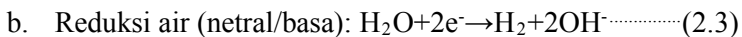
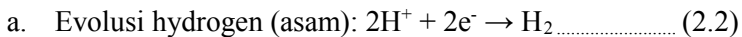
4. Elektrolit

Untuk mendukung suatu reaksi reduksi oksidasi dan melengkapi sirkuit elektrik, antara anoda dan katoda harus dilengkapi dengan elektrolit. Elektrolit menghantarkan listrik karena mengandung ion-ion yang mampu menghantarkan *electroequivalent force* sehingga reaksi dapat berlangsung.

Reaksi korosi logam melibatkan dua reaksi setengah sel, yaitu reaksi oksidasi pada anoda dan reaksi reduksi pada katoda. Reaksi katoda dan anoda yang terjadi dalam proses korosi adalah sebagai berikut ^[3]:



Katoda :



II.5 Jenis-Jenis Korosi

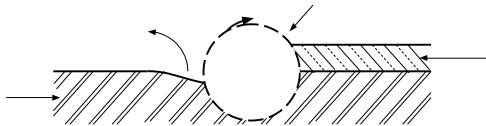
Berdasarkan bentuk kerusakan yang dihasilkan, penyebab korosi, lingkungan tempat terjadinya korosi, maupun jenis material yang diserang, korosi terbagi menjadi beberapa macam ^[3], yaitu:

1. Korosi merata (*uniform corrosion*),

Korosi yang terjadi pada seluruh permukaan logam atau paduan yang bersentuhan dengan elektrolit pada intensitas yang sama.

2. Korosi galvanik (*galvanic corrosion*)

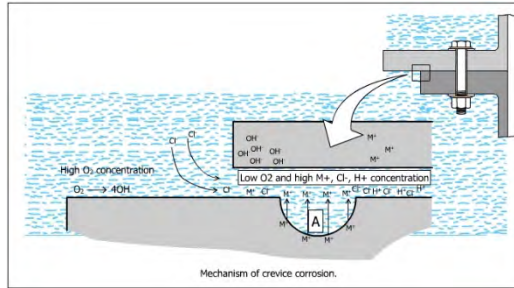
Korosi yang terjadi bila dua logam yang berbeda dalam satu elektrolit, dalam keadaan ini logam yang kurang mulia (anodic) akan terkorosi, bahkan lebih hebat bila paduan tersebut tidak bersenyawa dengan logam lain.



Gambar 2.7 Skema korosi galvanic dari dua logam yang berbeda ^[14]

3. Korosi Celah, (*crevice corrosion*)

Korosi lokal yang biasanya terjadi pada sela-sela sambungan logam yang sejenis atau pada retakan di permukaan logam. Hal ini disebabkan perbedaan konsentrasi ion logam atau konsentrasi oksigen antara celah dan lingkungannya.

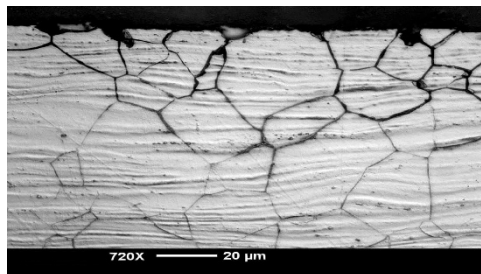


Gambar 2.8 Mekanisme *crevice corrosion* ^[16]

4. Korosi batas butir (*intergranular corrosion*)

Korosi yang terjadi pada batas butir, dimana batas butir sering kali merupakan tempat mengumpulnya *impurity* atau suatu presipitat dan lebih tegang

Adanya batas butir (*grain boundary*) banyak memberikan efek di dalam aplikasi atau penggunaan suatu material. Jika suatu logam terkorosi secara merata maka batas butir akan terlihat jelas lebih reaktif dibandingkan pada butir material tersebut. Pada beberapa kondisi, pertemuan butir sangat reaktif dan menyebabkan terjadinya korosi pada batas butir lebih cepat dibandingkan dengan korosi pada butir.



Gambar 2.9 Korosi batas butir dilihat dari mikroskop electron ^[17]

5. *Selective leaching (Dealloying)*

Korosi yang terjadi pada salah satu logam dalam sebuah paduan atau *alloy*. Korosi ini berhubungan dengan melepastnya satu elemen dari campuran logam. Misalkan, pada Cu-Zn di lingkungan korosif, Zn akan terkorosi menurut deret volta. Akibatnya Zn dalam paduan akan berkurang jumlahnya dan menyebabkan sifat mekanis yang dihasilkan oleh Zn pada material paduan akan menurun.

6. Korosi erosi (*erosion corrosion*)

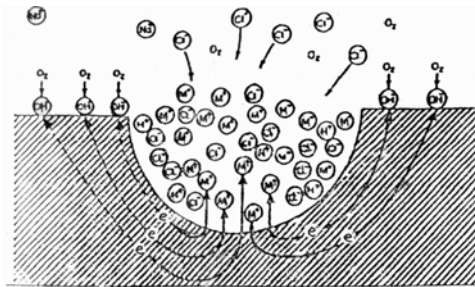
Merupakan korosi gabungan dari kerusakan elektrokimia dan kecepatan fluida yang tinggi pada permukaan logam. Korosi erosi dapat pula terjadi karena adanya aliran fluida yang sangat tinggi melewati benda yang diam atau statis. Atau bisa juga terjadi karena sebuah objek bergerak cepat di dalam fluida yang diam

7. Korosi sumuran (*pitting corrosion*)

Korosi ini terjadi akibat adanya sistem anoda pada logam, dimana daerah tersebut terdapat konsentrasi ion Cl^- yang tinggi. Korosi jenis ini sangat berbahaya karena pada bagian permukaan hanya lubang kecil, sedangkan pada bagian dalamnya terjadi proses korosi membentuk “sumur” yang tidak tampak.

Mekanisme korosi ini dapat dijelaskan dari gambar 3.7 di bawah ini. Karena suatu pengaruh fisik maupun metalurgis (adanya presipitasi karbida maupun inklusi) maka pada permukaan logam terdapat daerah yang terkorosi lebih cepat dibandingkan lainnya. Kondisi ini menimbulkan *pit* yang kecil, pelarutan logam yang cepat terjadi dalam *pit* saat reduksi oksigen terjadi pada permukaan yang rata. Pelarutan logam yang cepat akan mengakibatkan

pindahnya ion Cl^- . Kemudian di dalam *pit* terjadi proses hidrolisis (seperti pada *crevice corrosion*) yang menghasilkan ion H^+ dan Cl^- . Kedua jenis ion ini secara bersama-sama mempercepat terjadinya pelarutan logam sehingga mempercepat terjadinya korosi.

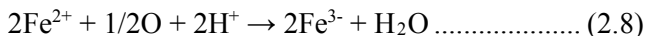
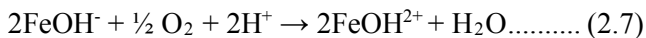


Gambar 2.10 Mekanisme korosi sumuran ^[14]

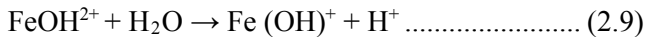
Mekanisme reaksi yang terjadi yaitu:

- Pada mulut *pit*

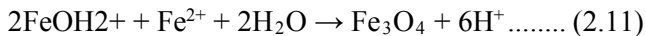
Terjadi oksidasi FeOH^+ dan Fe^{2+} oleh oksigen terlarut.



Diikuti dengan hidrolisis dari produk reaksi diatas

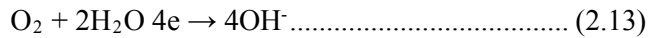


Lalu terjadi presipitasi magnetis (Fe_3O_4) dan karat

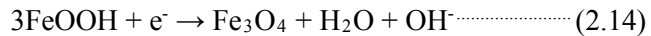




- Diluar *pit* terjadi reduksi dari oksigen terlarut



Dan reduksi karat menjadi magnetic



Dengan adanya rekasi diatas pada daerah sekitar sumuran cenderung untuk menekan laju korosi karena daerah tersebut terpasifasi dengan naiknya pH akibat timbulnya ion OH^- . Dengan kata lain sumuran secara katodik melindungi bagian lain dari permukaan baja.

Terkadang pada dasar sumuran, terdapat larutan terlarut dari garamnya seperti Kristal $\text{FeCl}_2 \cdot 4\text{H}_2\text{O}$. Oleh karena korosi sumuran memiliki kecendrungan untuk terjadi di bawah permukaan sehingga mengakibatkan kerusakan yang lebih hebat dibandingkan dengan di permukaan, sehingga dapat dikatakan korosi sumuran sebagai perioda perantara terjadinya korosi merata. Berikut ini adalah macam-macam bentuk dari korosi sumuran.

II.6 Pencegahan Korosi Celah Pada *Low Carbon Steel*

Inhibitor adalah zat kimia yang jika ditambahkan dalam konsentrasi yang kecil pada suatu lingkungan, secara efektif dapat menurunkan laju korosi ^[18]. Secara umum, mekanisme kerja inhibitor dapat dibedakan menjadi 4, yaitu sebagai berikut:

1. Inhibitor teradsorpsi pada permukaan logam, dan membentuk suatu lapisan tipis dengan ketebalan beberapa molekul inhibitor. Lapisan ini tidak dapat dilihat oleh mata

biasa, namun dapat menghambat penyerangan lingkungan terhadap logamnya.

2. Melalui pengaruh lingkungan (misal pH) menyebabkan inhibitor dapat mengendap dan selanjutnya teradsorpsi pada permukaan logam serta melindunginya terhadap korosi. Endapan yang terjadi cukup banyak, sehingga lapisan yang terjadi dapat teramati oleh mata.
3. Inhibitor lebih dulu mengkorosi logamnya dan menghasilkan suatu zat kimia yang kemudian melalui peristiwa teradsorpsi dari produk korosi tersebut membentuk suatu lapisan pasif pada permukaan logam.

Suatu inhibitor adalah suatu zat kimia yang dapat menghambat atau memperlambat suatu reaksi kimia. Secara khusus, inhibitor korosi merupakan suatu zat kimia yang bila ditambahkan ke dalam suatu lingkungan tertentu, dapat menurunkan laju penyerangan lingkungan itu terhadap suatu logam. Pada prakteknya, jumlah yang ditambahkan adalah sedikit, baik secara kontinu maupun berkala. Jenis inhibitor yang digunakan untuk mengurangi korosi sumuran pada baja karbon rendah adalah sebagai berikut:

1. Penambahan garam sodium seperti vanadate, molybdate, dan tungsten pada larutan 3.5% NaCl ^[19].
2. Penambahan ekstrak *Ocimum basilicum* dan *Cucurbita pepo* pada industri pengolahan air ^[20].

II.7 Laju Korosi

Laju korosi didefinisikan sebagai banyaknya logam yang dilepas tiap satuan waktu pada permukaan tertentu ^[5]. Laju korosi umumnya dinyatakan dengan satuan *mils per year* (mpy). Satu *mils* setara dengan 0.001 inci. Laju korosi dapat ditentukan dengan berbagai cara, diantaranya dengan melakukan metode pengujian. Pada table 2.1 berikut dapat dilihat hubungan laju korosi dengan ketahanan korosinya (relatif).

Tabel 2.1 Tabel hubungan laju korosi dan ketahanan korosi [3,4,5]

Ketahanan Korosi Relatif	Laju Reaksi				
	mpy	mm/yr	$\mu\text{m}/\text{yr}$	nm/hr	pm/s
Sangat baik	< 1	< 0.02	< 25	< 2	< 1
Baik	1 - 5	0.02 - 0.1	25 - 100	2 - 10	1 - 5
Cukup	5 - 20	0.1 - 0.5	100 - 500	10 - 50	5 - 20
Kurang	20 - 50	0.5 - 1	500 - 1000	50 - 150	20 - 50
Buruk	50 - 200	1 - 5	1000 - 5000	150 - 500	50 - 200

II.8 Faktor-Faktor Yang Mempengaruhi Laju Korosi

Pada umumnya, masalah korosi disebabkan oleh H_2O , tetapi ada beberapa faktor selain H_2O yang juga banyak mempengaruhi laju korosi [6], diantaranya:

1. Faktor gas terlarut
 - a. Oksigen (O_2)

Oksigen yang terlarut akan menyebabkan korosi pada metal seperti laju korosi pada *mild steel alloys* akan bertambah dengan meningkatnya kandungan oksigen. Kelarutan oksigen dalam air merupakan fungsi dari tekanan, temperatur, dan kandungan klorida. untuk tekanan 1 atm dan temperatur kamar, kelarutan oksigen adalah 10 ppm dan kelarutannya akan berkurang dengan bertambahnya temperatur dan konsentrasi garam. Sedangkan kandungan oksigen dalam kandungan minyak-air yang dapat menghambat timbulnya korosi adalah 0.05 ppm atau kurang.

b. Karbondioksida (CO_2)

Jika karbondioksida dalam air maka akan terbentuk asam karbonat (H_2CO_2) yang dapat menurunkan pH air dan meningkatkan korosifitas, biasanya bentuk korosi berupa *pitting*.

2. Faktor temperatur

Penambahan temperatur umumnya menambah laju korosi walaupun kenyataannya kelarutan oksigen berkurang dengan meningkatnya temperatur. Apabila metal pada temperatur tidak seragam, maka akan besar kemungkinan terbentuk korosi.

3. Faktor pH

pH netral adalah 7, sedangkan $\text{pH} < 7$ bersifat asam dan korosif, dan untuk $\text{pH} > 7$ bersifat basa juga korosif. Tetapi untuk besi, laju korosi rendah pada pH antara 7 sampau 13. Laju korosi akan meningkat pada $\text{pH} < 7$ dan $\text{pH} > 13$.

4. Faktor *Sulfat Reducing Bacteria* (SRB)

Adanya bakteri pereduksi sulfat akan mereduksi ion sulfat menjadi H_2S , yang mana jika gas tersebut kontak dengan besi akan menyebabkan terjadinya korosi.

5. Faktor padatan terlarut

a. Klorida (Cl)

Klorida menyerang lapisan *mild steel* dan lapisan *stainless steel*. Padatan ini menyebabkan terjadinya *pitting*, *crevice corrosion* dan juga menyebabkan pecahnya *alloy*. Klorida biasanya ditemukan pada campuran minyak-air dalam konsentrasi tinggi yang akan menyebabkan proses korosi. Proses korosi juga dapat disebabkan oleh kenaikan konduktifitas larutan

garam, dimana larutan garam yang lebih konduktif laju korosinya juga akan lebih tinggi.

b. Karbonat (CO_3)

Kalsium karbonat sering digunakan sebagai pengontrol korosi dimana film karbonat diendapkan sebagai lapisan pelindung permukaan metal, tetapi dalam produksi minyak hal ini cenderung menimbulkan *scale*.

c. Sulfat (SO_4)

Ion sulfat biasanya terdapat dalam minyak. Dalam air, ion sulfat juga ditemukan dalam konsentrasi yang cukup tinggi dan bersifat kontaminan dan oleh bakteri SRB sulfat diubah menjadi sulfida yang korosif.

6. Faktor laju aliran

Pengaruh dari laju aliran terhadap korosi itu sangat kompleks dan bervariasi, bergantung pada sistem fisika maupun kimia. Pengaruh kimia termasuk mekanisme korosi yang paling sering terjadi kecuali aliran mempunyai pengaruh signifikan terhadap kinetika reaksi korosi dan keterlibatan fasa dalam reaksi korosi. Efek ini berkaitan dengan pengaruh dalam perpindahan aliran, distribusi dan pencampuran fluida dalam sistem aliran. Variabel yang menjadi kunci dalam pengaruh aliran terhadap korosi ialah turbulensi. Turbulensi yang tinggi dapat mengakibatkan induksi-arus korosi, erosi-korosi, atau kavitasi. Turbulensi rendah dapat mengakibatkan korosi dalam fasa air dipisahkan dan memungkinkan kejadian tersebut terkorosi dibawah deposit dan atau dipisahkan oleh air. Penekanan pada aliran dalam pipa karena aliran pipa adalah lokasi sebagian besar dalam masalah induksi-aliran korosi.

II.9 Korosi Pada Industri Kilang Minyak

Pada industri pengolahan minyak dan gas bumi, banyak sekali ditemukan kerusakan pada peralatan penunjang perusahaan. Salah satu yang banyak ditemukan adalah korosi. Di bawah ini akan dijelaskan macam-macam kerusakan akibat korosi pada industri pengolahan minyak ^[7], diantaranya:

1. Wet H₂S Damage (Blistering/HIC/SOHIC/SSC)

Berdasarkan jenis kerusakan nya, korosi ini terbagi menjadi empat. Diantaranya yaitu:

a. Hydrogen Blistering

Lepuhan hydrogen dapat berbentuk seperti tonjolan baik di dalam maupun luar dari *tube*. Lepuhan merupakan hasil dari atom hydrogen hasil pembentukan dari proses sulfide corrosion di permukaan baja. Atom hydrogen bergabung membentuk molekul hydrogen dan dengan adanya tekanan, di mana deformasi lokal terjadi, membentuk lepuhan hydrogen.

b. Hidrogen Induced Cracking

Lepuhan hydrogen dapat membentuk kedalaman yang bervariasi, baik di tengah plat maupun dekat dengan area las. Di beberapa kasus, lepuhan yang berdekatan tetapi berbeda kedalaman dapat menyebabkan crack. Crack yang terhubung tersebut sering terlihat seperti anak tangga, daripada itu HIC sering disebut retak bertahap.

c. Stress Oriented Hydrogen Induced Cracking

SOHIC mirip dengan HIC, tetapi lebih berbahaya karena keretakan yang timbul saling menumpuk satu sama lain. Hasilnya adalah celah keretakan yang tegak

lurus dengan permukaan dan didorong oleh tingkat stress yang tinggi. SOHIC biasa muncul dalam base metal yang berdekatan dengan *heat affected zones* dimana awal mula kerusakan HIC atau jenis keretakan yang lainnya.

d. Sulfide Stress Cracking

Sulfide Stress Cracking (SSC) didefinisikan sebagai retak logam karena tegangan Tarik dan korosi akibat adanya air dan H_2S . SSC adalah bentuk dari retak karena tegangan akibat penyerapan hydrogen yang dihasilkan oleh proses korosi sulfida di permukaan logam.

Faktor-faktor yang mempengaruhi korosi ini adalah pH, konsentrasi H_2S , temperature dan perlakuan logam. Biasanya korosi ini menyerang carbon steel dan low alloy steel. Pencegahannya adalah dengan menggunakan coating, PWHT atau *post weld heat treatment*, mengurangi nilai kekerasan dari material las.

2. Ammonium Chloride Corrosion

Mode korosi yang biasa terjadi adalah korosi lokal, pitting. Faktor utama dari korosi ini adalah konsentrasi garam amina, temperatur. Laju korosi akan meningkat seiring dengan naiknya temperatur.

Metode pencegahan dari korosi ini dengan memompakan air ke unit untuk memisahkan deposit garam.

3. Ammonium Bisulfide Corrosion

Korosi ini biasa terjadi pada proses pengolahan reaktor. Mode korosi yang biasa adalah korosi lokal. Faktor-faktor yang menyebabkan korosi jenis ini adalah konsentrasi NH_4HS , kecepatan dan/atau turbulensi lokal,

pH, temperatur, dan komposisi paduan. Laju korosi akan berbanding lurus dengan kenaikan konsentrasi NH_4HS . Hidrogen sulfida terbentuk karena adanya proses konversi katalis dari sulfur. Sedangkan ammonia terbentuk karena adanya unsur nitrogen dalam fluida mengalir. Gambar 2.5 menunjukkan pipa yang terkena korosi amonium bisulfida.

Metode pencegahan dari korosi ini adalah dengan menggunakan paduan titanium dan paduan C276 yang biasa digunakan pada kondensor SWS unit. Cara lain adalah dengan mengontrol kecepatan aliran pada 10 sampai 20 fps pada baja karbon.



Gambar 2.11 Ammonium bisulfide corrosion pada baja karbon ^[7]

NH_4HS merupakan faktor utama penyebab cepat atau lambatnya laju korosi ini. Tabel 3.4 dan tabel 3.5 menjelaskan urutan untuk mendapatkan besaran laju korosi ^[12].

4. Erosion / Erosion-Corrosion

Erosi adalah pengelupasan permukaan material karena pergerakan atau tumbukkan dari padatan, liquid, maupun uap. Korosi ini menyerang semua metal, termasuk

campuran. Faktor yang mempengaruhi korosi ini yaitu kecepatan fluida, logam seperti aluminium dan tembaga.

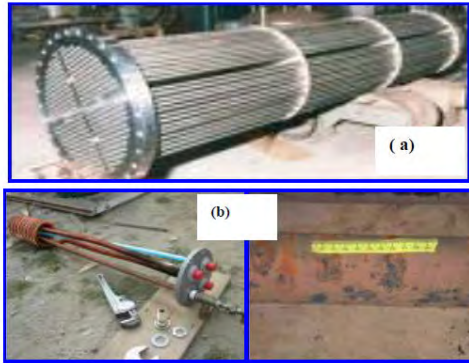
5. Carbonate SSC

Carbonate stress corrosion cracking adalah retak yang terjadi dekat dengan las baja karbon dibawah tegangan luluh material yang terkandung fasa air dengan karbonat, dan H_2S , ini membentuk Alkaline Stress Corrosion Cracking. Korosi ini menyerang baja karbon dan logam paduan. Faktor pengaruh dari korosi ini adalah tegangan sisa dari baja karbon, fasa air, pH diantara 8 dan 10, konsentrasi H_2S , konsentrasi NH_3 .

Metode pencegahan dari korosi ini adalah memberikan perlakuan panas kepada logam, memberikan *coating* kepada material, dan inhibitor.

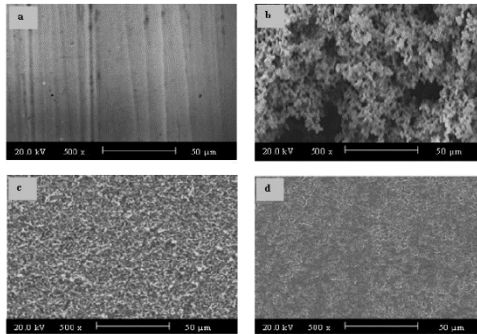
II.10 Penelitian Terdahulu (A. M. Badiea (2012))

Analisa *pitting corrosion* sudah pernah dilakukan pada *tube heat exchanger* yang dilakukan oleh A. M. Badiea (2012). Penelitian yang dilakukan adalah mengetahui pengaruh penambahan inhibitor *Ocimum basilicum* dan *Cucurbita Pepo* untuk mengurangi laju korosi pada baja karbon rendah.



Gambar 2.12 *Heat exchanger* dengan baja karbon rendah: (a) baru dan (b) setelah 18 jam

Metoda pengujian ini dengan membandingkan kedua inhibitor dengan melihat struktur mikro dengan menggunakan *Scanning Electron Micrographs* (SEM). Pengujian SEM dilakukan pada permukaan baja karbon rendah yang sudah dibersihkan dan baja karbon yang sudah diberi inhibitor. Alat yang digunakan adalah SEM model JSM-5600LV yang terhubung dengan computer dengan perbesaran 500x.



Gambar 2.13 Struktur mikro pada baja karbon rendah: (a) baja karbon yang sudah di bersihkan; (b) baja karbon yang tidak diberikan inhibitor; (c) baja karbon dengan 5.25gL^{-1} *Ocimum bacilicum*; dan (d) baja karbon dengan 2.96gL^{-1} *Cucurbita Peco*

Dari gambar diatas terlihat efek *low carbon steel* dengan dan tanpa diberikan inhibitor. Pada gambar (b) *low carbon steel* tertutupi oleh korosi yang merata pada permukaannya. sedangkan gambar (c) dan (d) menunjukkan permukaan *low carbon steel* dengan pemberian inhibitor. Pada gambar (d) dengan pemberian inhibitor *Cucurbita pepo* permukaan material lebih halus dibandingkan dengan gambar (c) dengan inhibitor *Ocimum bacilicum*.

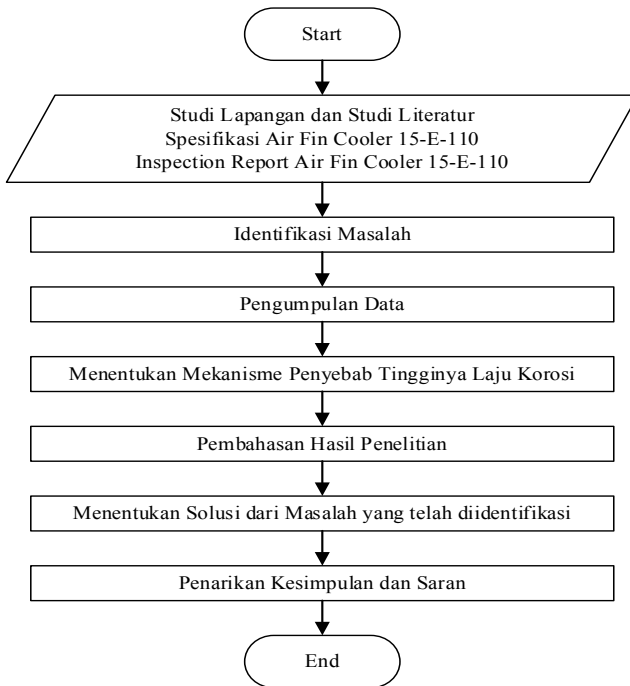
(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

III.1 Diagram Alir Penelitian

Langkah-langkah penelitian pada tugas akhir ini mengikuti diagram alir yang ditunjukkan oleh gambar 3.1 sebagai berikut:



Gambar 3.1 Diagram alir penelitian tugas akhir

III.2 Metodologi Tugas Akhir

1. Studi Lapangan dan Studi Literatur

Langkah awal dalam tugas akhir ini adalah studi lapangan ke unit 15 *Residu Catalytic Cracker* PT. PERTAMINA RU VI Balongan. Studi lapangan dilakukan untuk menentukan permasalahan yang diangkat dalam tugas akhir ini. Fenomena di lapangan akan dipelajari lebih dalam melalui studi pustaka. Dari studi lapangan diperoleh mekanisme kerja dan fungsi dari *air fin cooler* dalam proses pengkondensasian fluida.

Studi pustaka dilakukan untuk mengkaji hal-hal yang dibahas dalam tugas akhir ini. Hal-hal yang dikaji antara lain *fluida service* dan *inspection report*. Studi pustaka dijadikan landasan dalam pengambilan keputusan perawatan yang diberikan pada *air fin cooler*. Spesifikasi mencakup kandungan yang terlarut dalam *fluida service*, *properties* fluida, material *tube* dan sebagainya yang digunakan sebagai acuan dari penganalisaan permasalahan.

2. Identifikasi Masalah

Variabel penyebab korosi sangat luas sehingga dibutuhkan variabel untuk membatasi dan menentukan data-data yang akan diambil dan dianalisa agar analisa menjadi fokus. Identifikasi masalah dalam penelitian ini berdasarkan hasil pengujian *non destructive test AcousticEye* yang dilakukan pada tahun 2011. Hasil pengujian dapat dilihat pada tabel 3.1.

Tabel 3.1 Penipisan dinding *tube air fin cooler* 15-E-110

Bundle	Tube ID	Thickness Tube (mm)	Wall Reduction	Lifetime (year)
			Percentage	
15-E-110 A	223	2.7686	85.80%	2.8
15-E-110 B	75	2.7686	88.20%	2.2
15-E-110 C	236	2.7686	82.80%	3.5
15-E-110 D	181	2.7686	91.90%	1.4

Dari tabel 3.1 terlihat bahwa *tube* mengalami penipisan ketebalan. Jika tidak diambil tindakan pencegahan, *tube* akan mengalami kebocoran. Maka dari itu perlu dilakukan analisa untuk, mengetahui bagaimana kerusakan tersebut dapat terjadi dan mengetahui solusi yang tepat untuk mencegah terjadinya kebocoran pada *tube*.

3. Pengambilan Data

Data yang diambil pada tugas akhir ini adalah data *fluida service* dan *history card* dari *air fin cooler* 15-E-110. Besarnya kandungan terlarut (ppm), temperature fluida ($^{\circ}\text{C}$), kecepatan alir dan data *fluida service*. Sedangkan *History card* berisi *maintenance report air fin cooler* yang sudah dilakukan, seperti pembersihan kerak pada dinding dalam *tube*, *hydrostatic test*, dan pengujian tidak merusak *AcousticEye*. Data ini digunakan untuk mengetahui mekanisme terjadinya korosi dan mendapatkan solusi yang tepat untuk mencegah terjadinya kebocoran.

4. Analisa Data

Analisa data dilakukan untuk mengidentifikasi masalah dan solusi yang tepat untuk mencegah *failure tube air fin cooler* 15-E-110 akibat *crevice corrosion*. *Data drawing*, *fluida service* dan hasil pengujian ketebalan digunakan untuk mengetahui laju korosi yang terjadi pada *tube*. Langkah pertama adalah melihat persebaran korosi yang sudah terjadi. Persebaran data ini berdasarkan hasil pengujian *AcousticEye* yang sudah dilakukan. Langkah selanjutnya adalah mengevaluasi dengan menggunakan metode *Root Cause Failure Analysis* (RCFA). RCFA digunakan untuk mencari penyebab terjadinya kerusakan serta memberikan solusi untuk pencegahan agar *failure tube air fin cooler* tidak terjadi kembali. Metode yang dilakukan adalah proses *analysis*, *mapping*, *flowchart* serta metode *why analysis*.

5. Kesimpulan dan Saran

Penarikan kesimpulan dan saran adalah tahap menentukan akar permasalahan dari fenomena failure yang terjadi pada *air fin cooler* 15-E-110 serta menentukan solusi yang tepat untuk mencegah failure atau kebocoran pada tube. Keputusan pemberian solusi didasari dari tingginya konsentrasi laju alir.

Secara umum *refinery unit* merupakan unit yang rentan terhadap korosi. Sehingga penanganan yang tepat sangat dibutuhkan untuk mencegah kerusakan yang lebih parah.

BAB IV

ANALISA DATA DAN PEMBAHASAN

Pada bab ini membahas tentang pengumpulan data dan analisa penyebab tingginya laju korosi pada tube air fin cooler 15-E-110. Data ini akan disusun secara sistematis agar bisa digunakan dalam metode why analysis. Why analysis digunakan untuk mengetahui penyebab tingginya laju korosi kemudian mencari metode pengurangan korosi untuk memperlambat laju korosi pada peralatan.

IV.1 Data Design Air Fin Cooler

Air Fin Cooler digunakan untuk mengkondensasikan wet gas yang mengalir dari *main column*. Wet gas ini adalah uap hasil reaksi fraksinasi pada reaktor di *main column*. Wet gas hasil kondensasi selanjutnya akan ditampung di *main column receiver*. Dari *main column receiver* uap gas akan mengalir ke gas concentration unit dan liquid akan mengalir kembali ke *main column* untuk diinjeksikan sebagai *water wash*.

Dari hasil studi lapangan didapatkan informasi mengenai spesifikasi *air fin cooler* yang dipakai untuk mengkondensasikan campuran uap hasil fraksinasi hidrokarbon. Data spesifikasi *air fin cooler* 15-E-110 dapat dilihat pada tabel 4.1.

Tabel 4.1 Spesifikasi *air fin cooler* 15-E-110 ^[1]

Data Design Heat Exchanger 15 E-110	
Service	Main Column Overhead Condenser
Bundles / Unit	32
Fluid Circulated	HCBN, H ₂ O, H ₂ , H ₂ S
Total Fluid Entering (kg/hr)	593137
In	
Vapour (kg/hr)	411098
Liquid (kg/hr)	182039

	Density - Liquid / Vapor (kg/m ³)	740 / 2.182
	Operating Pressure (kg/cm ² g)	1.64
	Operating Temperature (°C)	86
Out	Vapour (kg/hr)	243215
	Liquid (kg/hr)	349922
	Density - Liquid / Vapor (kg/m ³)	741 / 2.115
	Operating Temperature (°C)	59
Type of Tubing		L-Footed
Tube Material		ASTM A 214
Fin Material		Alumunium Dia. 57.15
Number of Tubes		264
Number of Rows		6
Diameters Tube		Dia. 25.4 x 12 BWG Min
Length Tube		9.1 meters

Tube air fin cooler 15-E-110 yang mengalami kebocoran terbuat dari *carbon steel* A214 dengan komposisi kimia dapat dilihat pada table 4.2. Fluida yang mengalir di dalam *tube* tersebut adalah campuran uap akibat fraksinasi pada main column. Pada tabel 4.3 menunjukkan karakteristik fluida servis *air fin cooler*. Dari data tersebut terlihat bahwa fluida yang mengalir adalah fluida yang bersifat korosif karena memiliki kandungan NH₃, H₂S dan HCl yang tinggi.

Tabel 4.2 Komposisi kimia material ASTM A214

Komposisi Kimia	Percentage
Carbon	0.18
Manganese	0.27 - 0.63
Phosphorus	0.035
Sulfur	0.035

Tabel 4.3 Fluida servis *air fin cooler* 15-E-110 ^[1]

Fluida Service Air fin Cooler 15 E-110							
Hari	Tanggal	pH	Chloride	Iron	NH ₃ -N	Oil Content	H ₂ S-S
			ppm	ppm	ppm	ppm	ppm
Tuesday	6/5/2014	9.43	2.59	0.34	1880	258	858
Tuesday	13/5/2014	9.33	15	0.17	1090	263	1099
Tuesday	20/5/2014	9.42	12	0.09	520	280	638
Tuesday	27/5/2014	9.18	11	0.1	1125	285	1290
Tuesday	3/6/2014	9.25	8	0.08	760	272	889
Tuesday	10/6/2014	9.28	18	0.09	760	275	890
Tuesday	17/6/2014	9.44	15.16	0.08	2100	289	735
Tuesday	24/6/2014	9.22	14.75	0.11	1500	320	699
Tuesday	1/7/2014	9.19	15.04		330	294	901

IV.2 History Card Air Fin Cooler 15-E-110

History card adalah data maintenance *air fin cooler* (terlampir). Data ini digunakan untuk mengetahui jenis kerusakan yang terjadi maupun upaya yang dilakukan untuk mencegah kerusakan. Maintenance yang dilakukan adalah melakukan visual

inspection, cleaning, hydrostatic test dan pengujian wall thickness reduction. Dari data yang didapat menunjukkan bahwa pada rentang tahun 1996-2013 selalu dilakukan pembersihan scale atau deposit hydrocarbon di internal tube. Dari data yang ada, diperkirakan pembersihan dilakukan setiap 1 atau 2 tahun sekali. Hal tersebut menunjukkan bahwa, pada saat awal, scale atau deposit hydrocarbon belum dianggap sebagai masalah utama pada tube air fin cooler. Scale/kerak yang terjadi merupakan presipitat garam ammonium chloride yang apabila mengendap di permukaan tube akan menyebabkan turunnya heat transfer coefficient, menimbulkan penyumbatan pipa dan berpotensi menyebabkan *crevice under deposit corrosion*.

Selain melakukan pembersihan, PERTAMINA juga melakukan hydrostatic test untuk mengetahui kebocoran yang terjadi di dalam tube. Setelah diketahui adanya beberapa kerusakan tube akibat crevice, maka pada tahun 2011 dilakukan NDT Acoustic Eye untuk mengetahui kondisi di internal tube.

Tabel 4.4 Jenis kerusakan yang terjadi pada *air fin cooler* 15-E-110 ^[1]

Bundle	Fault Distribution (dalam persen)				No Faults Detected
	Holes	Blockages	Erosions	Crevice	
15-E-110 A	0.76	2.27	1.52	5.3	90.15
15-E-110 B	1.14	0.76	2.27	15.15	80.68
15-E-110 C	-	1.52	4.55	8.71	85.23
15-E-110 D	0.38	1.14	2.28	9.13	87.07

Tabel 4.4 menggambarkan persentase jenis kerusakan yang terjadi di internal tube pada tahun 2011. Terlihat bahwa persentase kerusakan akibat adanya lubang memegang peranan kecil. Akan tetapi kerusakan karena crevice menjadi peranan penting pada kerusakan tube air fin cooler. Pada bundle B kerusakan karena crevice mencapai 15.15% dari jumlah keseluruhan tube dalam 1 bundle.

Jika korosi celah ini dibiarkan dalam waktu lama, celah ini akan menyebabkan kebocoran (holes) pada tube. Selain mengetahui mode kerusakan yang terjadi, NDT Acoustic Eye digunakan untuk mengetahui thickness loss di tube (terlampir). Tabel 4.5 menggambarkan sample tube yang mengalami thickness loss terbesar.

Tabel 4.5 Pengujian ketebelan *Acoustic Eye* tahun 2011 ^[1]

Bundle	Tube ID	Thickness Tube (mm)	Wall Reduction		Laju Korosi (mm/year)
			Percentage	Thickness (mm)	
15-E-110 A	223	2.7686	85.8%	2.3755	0.139733
15-E-110 B	75	2.7686	88.2%	2.4419	0.143641
15-E-110 C	236	2.7686	82.8%	2.2924	0.134847
15-E-110 D	181	2.7686	91.9%	2.5443	0.149667

Tabel 4.5 merepresentasikan sample thickness loss pada tube air fin cooler. Tube ID 181 bundle D mengalami thickness loss sebesar 91.9% atau 2.5443 mm. Apabila tube ID 181 t etap dibiarkan beroperasi, tube ini akan mengalami kebocoran. Untuk menanggulangi kebocoran, PERTAMINA melakukan tube plug.

IV.2.1 Persebaran Tinginya Laju Korosi Tube Air Fin Cooler

Persebaran tinggi korosi digunakan untuk melihat dan memprediksi penyebab terjadinya failure pada tube. Gambar 4.1 sampai dengan 4.4 merupakan persebaran tingkat korosi yang terjadi pada air fin cooler 15-E-110A sampai 15-E-110D berdasarkan pengujian Acoustic Eye pada tahun 2011.



Gambar 4.1 Persebaran korosi pada *tube air fin cooler*
15 – E – 110A



Gambar 4.2 Persebaran korosi pada *tube air fin cooler*
15 – E – 110B



Gambar 4.3 Persebaran korosi pada *tube air fin cooler*
15 – E – 110C

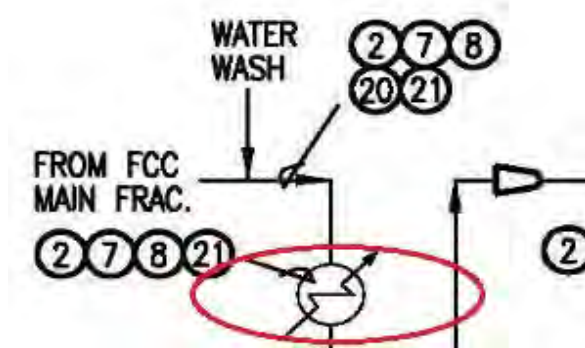


Gambar 4.4 Persebaran korosi pada *tube air fin cooler*
15 – E – 110D

Gambar tersebut menunjukkan persebaran tingginya laju korosi celah pada *tube*. Semakin tinggi laju korosi, semakin besar pula thickness loss pada tube. Pada gambar terlihat warna kuning menunjukkan tingkat korosi sebesar 0-30%, orange sebesar 31-60%, merah sebesar 61-80% dan hitam sebesar 81-100%. Apabila thickness loss yang terjadi sudah melebihi dari 40%, maka upaya yang dilakukan adalah menyumbat (plug) tube tersebut.

IV.3 Mode Kerusakan Air Fin Cooler Berdasarkan API

API atau *American Petroleum Institute* merupakan standar yang digunakan untuk mengevaluasi kerusakan akibat korosi pada industri perminyakan. API 571 dan API 581 merupakan standar untuk mengevaluasi kerusakan pada main column overhead system. API 571 membahas tentang mode kerusakan yang terjadi pada kilang minyak, sedangkan API 581 merupakan standar yang menjelaskan tentang mode korosi yang terjadi di refinery berdasarkan dengan fluida service.



Gambar 4.5 Mode kerusakan pada *air fin cooler* 15-E-110 ^[7]

Berdasarkan API 571, mode kerusakan yang mungkin terjadi pada air fin cooler dijelaskan pada gambar 4.5. Gambar ini menjelaskan bahwa ada 4 jenis kerusakan yang mungkin terjadi pada *air fin cooler*, diantaranya adalah:

- Wet H₂S Damage (ditunjukkan dengan kode 2 di gambar)
- Ammonium Bisulfide Erosion corrosion (ditunjukkan dengan kode 7 di gambar)
- Crevice corrosion under fouling deposit Ammonium Chloride Corrosion (ditunjukkan dengan kode 8 di gambar)

d. Carbonate SCC (ditunjukkan dengan kode 21 di gambar)

Berdasarkan fluida yang melewati air fin cooler, API 581 menyebutkan bahwa korosi yang terjadi adalah *ammonium bisulfide corrosion*. Korosi ini terjadi apabila aliran dalam system adalah aliran sour water. Ammonium bisulfide corrosion merupakan korosi erosi. Laju korosi ini akan meningkat seiring dengan meningkatnya laju alir. Table 4.7 menunjukkan hubungan antara laju korosi, flow rate dan kandungan kimia pada fluida.

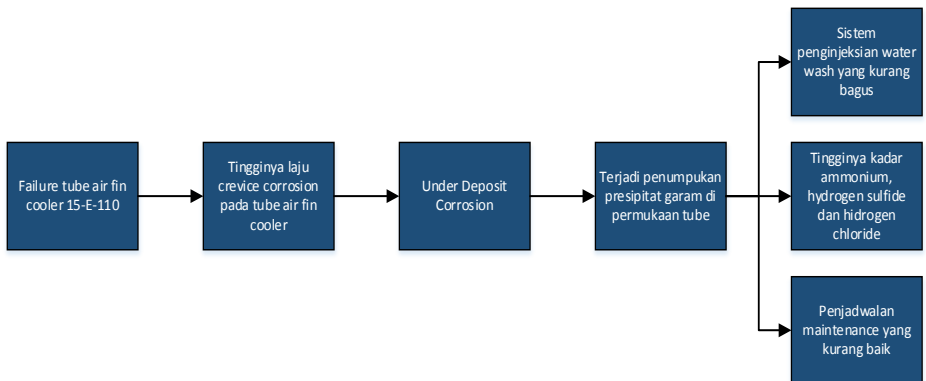
Tabel 4.6 Basic data required for analysis^[13]

Basic Data	Comments
NH ₄ HS concentration (wt%) or Kp factor	Determine the NH ₄ HS concentration of the condensed water. It may be calculated from analyses as follows: <ul style="list-style-type: none"> • Jika wt% H₂S < 2 x (wt% NH₃), wt% NH₄HS = 1.5 x (wt% H₂S) • Jika wt% H₂S > 2 x (wt% NH₃), wt% NH₄HS = 3 x (wt% H₂S)
Stream Velocity, m/s [ft/s]	The vapor phase velocity should be used in a two phase system. The liquid phase velocity should be used in a liquid full system

Tabel 4.7 Estimasi tingginya laju korosi berdasarkan laju alir dan konsentrasi larutan^[13]

Kp	NH ₄ HS (wt%)	Velocity			
		3.05	4.57	7.62	9.14
0.07	2	0.13	0.2	0.25	0.38
0.235	5	0.38	0.64	1.27	3.81
0.7	14	0.76	1.27	7.62	12.7
1	20	7.62	12.7	20.32	25.37

IV.4 Why Analysis Crevice Corrosion pada Tube Air Fin Cooler

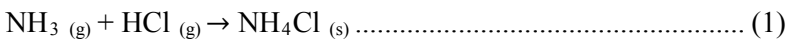


Gambar 4.6 Why analysis failure tube air fin cooler akibat crevice corrosion

Dengan menggunakan *why analysis* dapat diketahui penyebab failure tube akibat crevice corrosion. Failure tube yang terjadi merupakan holes atau kebocoran pada tube. Kebocoran disebabkan oleh *crevice corrosion under fouling deposit*. Korosi

ini disebabkan karena penumpukan presipitat garam hasil reaksi dari ammonium dan hydrogen chloride. Presipitat ini bersifat mengendap di permukaan tube yang menyebabkan kehilangan heat transfer coefficient dan meningkatnya pressure drop di condenser.

Ammonium chloride adalah presipitat garam yang terbentuk karena adanya reaksi antara ammonia dan hydrogen chloride. Reaksi terbentuknya ammonium chloride dapat dilihat pada persamaan (1).



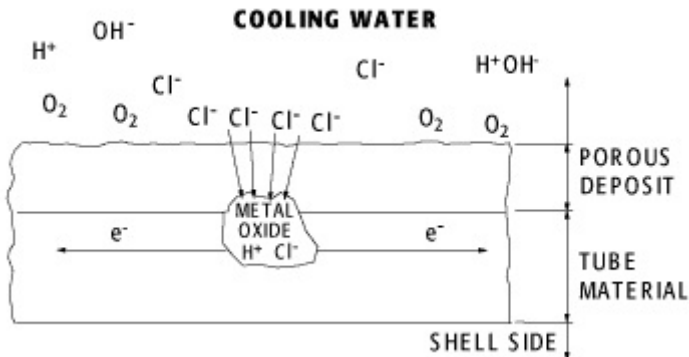
Pada dasarnya presipitat garam *ammonium chloride* pasti akan terjadi. Maka dari itu dilakukan mekanisme *water wash injection* ke dalam proses. *Water wash injection* mencegah terjadinya reaksi amoniak dengan chloride. Air yang diinjeksikan bervariasi antara 1 – 1.5 gpm/1000 barrel minyak ^[1]. Pada kenyataannya, walaupun sudah dilakukan injeksi air dengan persentase 8% wt dari crude oil, presipitat ammonium chloride tetap terjadi di air fin cooler.

IV.5 Process Analysis, Mapping dan Flowchart Korosi Celah Tube Air Fin Cooler

Process analysis, mapping, dan flowchart bertujuan untuk mengelompokkan secara sistematis dengan bertujuan untuk mempermudah menganalisa solusi dari hasil why analysis yang didapatkan sebelumnya. Solusi yang didapatkan pada process analysis, mapping, dan flowchart ini akan dibahas satu persatu dengan studi kelayakan, sehingga dapat diterapkan pada permasalahan *crevice corrosion* pada *tube air fin cooler*.

Pada pembahasan why analysis telah dijelaskan bahwa penyebab terjadinya failure tube air fin cooler adalah adanya *crevice corrosion under fouling deposit*. Korosi ini disebabkan karena terbentuknya endapan ammonium chloride pada tube air fin cooler. Korosi ini terjadi karena perbedaan potensi elektrokimia antara permukaan tube yang tertimbun deposit dengan permukaan

tube yang bebas akan deposit. Gambar 4.7 menjelaskan mekanisme pembentukan under deposit corrosion.



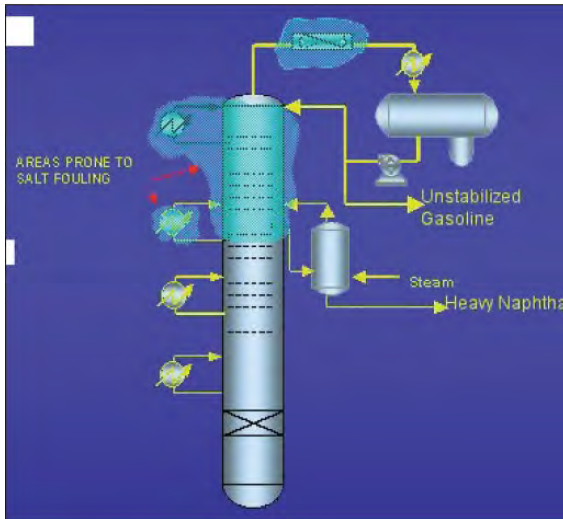
Gambar 4.7 Mekanisme *under deposit corrosion*

Endapan ammonium chloride terjadi karena adanya reaksi antara ammonium dan hydrogen chloride. Dengan bergantung kepada reaktan level dan kondisi di air fin cooler, presipitat garam ini dapat mengendap pada temperature diatas titik embun air.

Deposit ammonium chloride dapat terbentuk secara inkonsisten di permukaan tube, biasa terjadinya di permukaan bawah material karena gravitasi. Deposit ini akan menyebabkan penumpukan atau plugging pada tube. Penumpukan ini akan menyebabkan penurunan heat loss coefficient dan juga menurunkan pressure drop pada condenser.

IV.5.1 Fouling Tendency di RCC Unit

Fouling adalah akumulasi material yang tidak diinginkan pada permukaan metal yang berakibat terjadinya kegagalan equipment. Pada pembahasan sebelumnya telah dijelaskan bahwa failure terjadi karena adanya presipitat garam ammonium chloride di permukaan tube. Peningkatan jumlah garam terjadi karena tercampurnya air laut pada minyak mentah yang diolah di kilang.

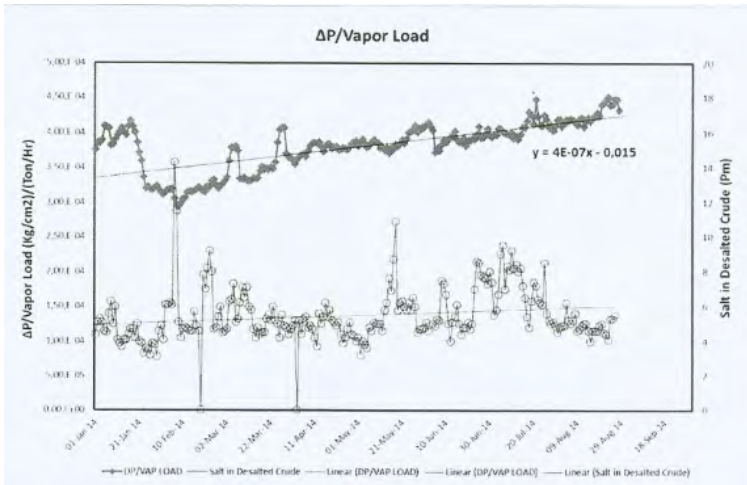


Gambar 4.8 Fouling tendency pada main column overhead system ^[1]

Pada gambar 4.8 dijelaskan ada dua lokasi kemungkinan terjadinya deposit ammonium chloride, yaitu di *main column overhead* dan *air fin cooler*. Lokasi inilah yang saat ini menjadi fokus utama pencegahan deposit. Selain itu, untuk mencegah terjadinya failure perlu diketahui gejala dan kondisi lingkungan yang aktual di main column overhead.

a. Kenaikan Pressure Drop di Air Fin Cooler 15-E-110

Kenaikan pressure drop di air fin cooler menandakan terjadinya perbedaan pressure di di outlet dan inlet tube. Perbedaan ini menandakan bahwa fluida kerja mengalami hambatan untuk bisa mengalir di tube air fin cooler. Pressure drop di monitor di main column overhead condenser.



Gambar 4.9 Trend kenaikan ΔP /Vapour Load

Grafik 4.9 menunjukkan trend ΔP /Vapour Load di main column overhead yang di monitor melalui main column receiver. Grafik ΔP /Vapour Load menggambarkan pressure drop yang terjadi di condenser. Dari grafik terlihat kecenderungan kenaikan pressure drop walaupun khusus pada bulan januari 2014 terjadi penurunan. Hal ini menandakan bahwa pada bulan tersebut minyak mentah yang diolah memiliki kandungan garam yang lebih kecil.

Berikutnya kenaikan trend pressure drop terjadi sejak periode februari hingga juli 2014 dengan slope $y = 4 \times 10^{-7}x - 0.015$. Kenaikan trend ini menunjukkan adanya salt content di tube air fin cooler sehingga menaikkan pressure drop di condenser/air cooler. Selain mengindikasikan potensi salt loading, kenaikan trend ΔP akan memberikan efek negative pada air fin cooler yaitu menurunnya heat loss coefficient pada tube.

b. Impurities Pada Fluida Services

Untuk mencegah terjadinya presipitasi garam pada tube air fin cooler, diperlukan analisa terhadap fluida kerjanya. Fluida kerja

air fin cooler adalah wet gas dengan berbasis hidrokarbon. Pada kenyataannya banyak impurities yang terkandung di fluida kerja air fin cooler. Impurities adalah unsur pengotor yang terkandung di dalam fluida services. Impurities atau pengotor mempunyai efek negative untuk performa dari equipment, salah satu efeknya yaitu menjadi corrosive agent. Impurities yang biasa terkandung di dalam fluida services diantaranya yaitu:

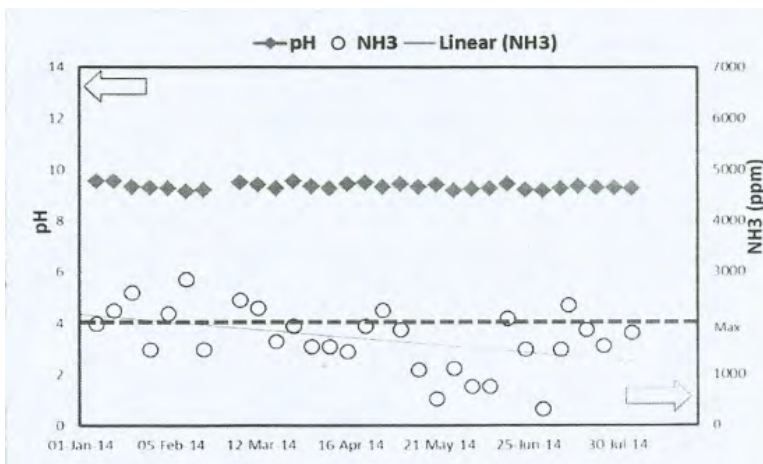
1. Nitrogen
2. Sulfur
3. Nickel
4. Vanadium
5. Sodium
6. Chloride

Pada kasus failure tube air fin cooler, impurities seperti nitrogen dan chloride memegang peranan penting sebagai corrosive agent.

1. Impurities Nitrogen

Nitrogen merupakan racun katalis yang bersifat sementara. Nitrogen akan mengurangi keaktifan katalis untuk memacu reaksi cracking di regenerator. Batas toleransi tingginya nitrogen di fluida services sebesar 1000 ppm wt%. Angka ini tidak akan merugikan katalis untuk proses cracking.

Akan tetapi, proses cracking akan terpengaruh jika kadar nitrogen melebihi dari 1500 ppm wt%. Nitrogen akan dirubah mejadi ammonia (NH_3) dan cyanide (CN^-) di dalam reactor dan senyawa nitrogen oxide (NO_x). Ammonia dan cyanide ini yang akan menyebabkan plugging dan korosi pada equipment.



Gambar 4.10 Trend kandungan ammonia

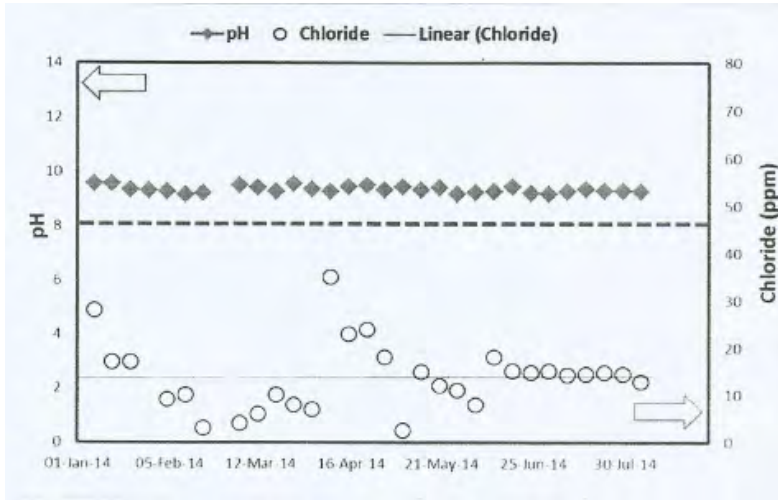
Grafik 4.10 menjelaskan trend kandungan nitrogen selama periode Januari hingga Juli 2014. Di gambar menjelaskan bahwa nilai kandungan maksimum dari ammonia adalah 2000 ppm. Akan tetapi dalam tujuh bulan terakhir nilai kandungan ammonia melebihi batas dari 2000 ppm. Jika diambil rata-rata kandungan nitrogen ini bernilai 1705 ppm wt%. Nilai ini masih cukup tinggi bila dibandingkan dengan batas atas ammonia.

pH juga mempengaruhi suatu unsur untuk menjadi corrosive agent. Pada grafik terlihat nilai pH terlihat constant. Jika diambil rata-rata nilai pH dalam kandungan ini bernilai 9.3. pH aktual ini masih cukup tinggi. Tingginya pH dikarenakan tingginya ammonium pada fluida services.

2. Chloride

Apabila sodium chloride masuk ke dalam crude oil, chloride akan meninggalkan reactor berupa asam chloride atau HCl. Bila di dalam system terdapat ammonia, asam chloride dan ammonia akan bereaksi menjadi ammonium chloride. Ammonium chloride akan mengendap sebagai kristal-kristal garam di dalam

main column overhead dan juga condenser. Selain itu akan menyebabkan proses fraksinasi tidak maksimal.



Gambar 4.11 Trend chloride di dalam service

Grafik 4.11 menjelaskan trend chloride dalam system selama periode Januari sampai Juli 2014. Dari grafik terlihat batas toleransi chloride dalam aliran yaitu 50 ppm wt%. Dari trend di atas terlihat bahwa konsentrasi chloride rata-rata 14 ppm wt%. Adanya chloride akan mengindikasikan terbentuknya HCl dan memicu deposit di main column overhead.

IV.5.2 Perhitungan *Lifetime Tube Air Fin Cooler*

Pada sub-bab sebelumnya sudah dijelaskan penyebab terjadinya failure tube air fin cooler. Lifetime tube digunakan untuk mengetahui kapan tube tersebut akan mengalami failure atau kebocoran. Selain itu perhitungan ini bermanfaat untuk mengetahui kelayakan dari tube. Perhitungan lifetime tube dapat dilihat pada persamaan di bawah ini.

Tabel 4.8 Perhitungan lifetime tube air fin cooler

Bundle	Tube ID	Thickness Tube (mm)	Wall Reduction	Lifetime (year)
			Percentage	
15-E-110 A	223	2.7686	85.80%	2.8
15-E-110 B	75	2.7686	88.20%	2.2
15-E-110 C	236	2.7686	82.80%	3.5
15-E-110 D	181	2.7686	91.90%	1.4

Pada table 4.8 menunjukkan sample perhitungan lifetime tube air fin cooler. Pada tube 236 bundle C, tube mempunyai lifetime selama 3.5 tahun. Akan tetapi pada tube 181 bundle D, tube hanya memiliki lifetime selama 1.4 tahun. Ini menandakan tube 181 akan mengalami kebocoran 16 bulan kemudian.

Untuk mengurangi kemungkinan failure tube diperlukan maintenance yang tepat. Sebelumnya sudah dijelaskan penyebab terjadinya kebocoran karena adanya deposit di permukaan tube. Maka dari itu diperlukan metode untuk mengurangi dan/atau mencegah terjadinya pengendapan garam ammonium chloride.

IV.6 Rekomendasi Penyelesaian Masalah

Pada tahap ini akan dibahas solusi dari permasalahan yang ditimbulkan oleh endapan deposit ammonium chloride. Adapun rekomendasi yang dapat diberikan adalah sebagai berikut:

- a. Melakukan pengaturan volume water wash pada main column overhead RCC
Fungsi water wash injection adalah mengencerkan reaksi ammonium dan hydrogen chloride. Pengenceran ini akan mengurangi terbentuknya endapan ammonium chloride karena garam ini sangat mudah larut dalam air.
- b. Menambahkan zat pelarut garam (salt dispersant agent) pada water wash

Penambahan salt dispersant saat ini sudah cukup banyak digunakan untuk mengurangi korosi yang terjadi.

- c. Melakukan pengaturan temperature main column overhead RCC

Pengaturan temperature main column overhead juga dibutuhkan guna mencegah terjadinya presipitasi ammonium chloride. Deposit ammonium chloride akan terbentuk ketika temperature masuk pada daerah jenuh.

- d. Melakukan pemeriksaan kualitas “water wash”
Water wash merupakan “air pencuci” yang digunakan untuk mengencerkan garam ammonium chloride. Air pencuci yang digunakan harus bebas dari kandungan ammonium dan hydrogen sulfide. Apabila kualitasnya buruk, air pencuci ini akan meningkatkan konsentrasi ammonium dan hydrogen sulfide pada air fin cooler.

- e. Melakukan penjadwalan ulang maintenance pembersihan tube air fin cooler

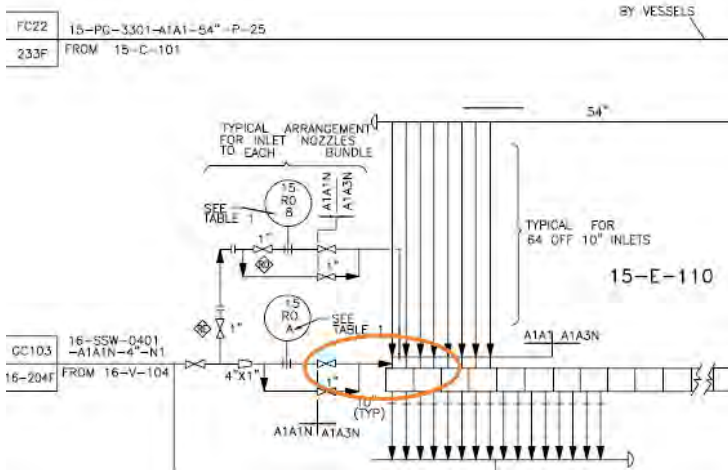
Pada sub-bab sebelumnya terlihat bahwa rentang waktu maintenance air fin cooler adalah 1 sampai 3 tahun sekali. Maintenance sangat dibutuhkan untuk membersihkan scale atau presipitat ammonium chloride dari permukaan tube. Presipitat ini akan menyebabkan plugging pada tube dan bisa menyebabkan under deposit corrosion. Untuk menghindari failure karena deposit tadi maka diperlukan penjadwalan maintenance untuk membersihkan endapan tersebut.

IV.6.1 Melakukan Pengaturan Volume Water Wash

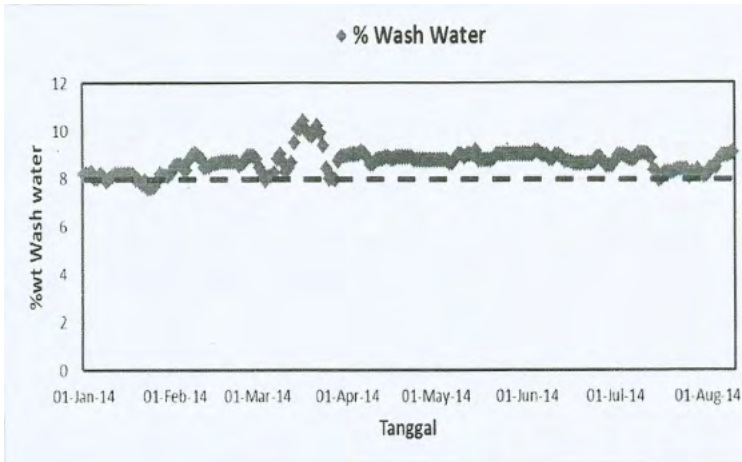
Water wash injection adalah metode penginjeksian air untuk mencegah terjadinya presipitat ammonium chloride. Air pencuci yang digunakan merupakan liquid hasil kondensasi air fin cooler yang dipisahkan di main column receiver 15-V-106. Air diinjeksikan secara periodik atau terus menerus ke aliran wet gas.

Pengecekan volume water wash injection ini sangat penting. Jika water wash injection tidak beroperasi secara

maksimal maka presipitat akan terbentuk. Pengecekan berdasar kepada banyaknya air yang diinjeksikan. Besar air yang diinjeksikan antara 1-1.5 gpm/1000 barrel minyak atau 8% wt dari crude oil yang diumpankan. Jika air yang diinjeksikan kurang maka presipitat akan terbentuk pada saat kondensasi di air fin cooler.



Gambar 4.12 Water wash injection pada tube air fin cooler



Gambar 4.13 Trend water wash yang diinjeksikan

Pada gambar terlihat bahwa water wash yang diinjeksikan selama bulan januari sampai agustus 2014 sudah sesuai dengan rekomendasi dari UOP, yaitu minimal 8%-wt dari crude oil atau berkisar 31-35 ton/hour. Melihat dari standar yang sudah ditetapkan, sudah seharusnya presipitasi garam ammonium chloride tidak terjadi di tube air fin cooler. Akan tetapi presipitat garam masih saja terbentuk pada tube air fin cooler.

Untuk mengurangi konsentrasi dari ammonium chloride, maka level penginjeksian dinaikkan menjadi 10%-wt dari crude oil. Hal ini dilakukan guna memberikan air yang lebih agar presipitat tidak terbentuk.

IV.6.2 Penambahan Salt Dispersant Additive

Penambahan zat additive telah digunakan untuk mengontrol deposit ammonium chloride. Zat additive telah terbukti efektif dibandingkan dengan mencuci main column overhead. Selain itu zat additive berfungsi sebagai corrosion filming dan juga bersifat detergency dari pembentukan presipitat.

Zat additive bekerja dengan cara mengikat ikatan kimia dari deposit ammonium chloride. Ikatan kimia tersebut akan memicu presipitat garam untuk berubah menjadi fasa liquid dari fasa solid. Fasa liquid ini selanjutnya akan terbawa oleh fluida kerja keluar dari system.

Dalam beberapa tahun belakang, PT. PERTAMINA sudah menggunakan NALCO EC1010A sebagai zat additive dengan konsentrasi 10 ppm . Akan tetapi dengan meningkatnya laju produksi, presipitat ammonium chloride masih terbentuk pada tube air fin cooler. Karenanya disarankan untuk menaikkan konsentrasi Nalco EC1010A ke dosis maksimum yaitu 15 ppm.

Penggunaan salt dispersant juga dimonitor pengaruhnya pada main column. Corrosion level adalah tingkat korosi yang terjadi di suatu system. Saat ini Corrosion level diukur menggunakan corrosion coupon yang juga digunakan untuk memonitori air fin cooler. Table 4.9 menunjukkan laju korosi yang terjadi di system main column overhead selama periode mei sampai dengan agustus 2014.

Tabel 4.9 Corrosion rate di main column overhead system

Periode	Corrosion Rate (mpy)	Corrosion Rate (mmpy)
Juni (32 hari)	0.110257	0.002800528
Juli (32 hari)	0.187102	0.004752391
Agustus (32 hari)	0.283994	0.007213448
Average	0.193784	0.004922114

Rata-rata level korosi untuk periode juni sampai agustus 2014 masih cukup rendah, yaitu 0.193784 mpy atau 0.00492 mmpy. Nilai ini cukup rendah dibandingkan dengan nilai laju korosi sebelum menggunakan inhibitor Nalco EC1010A yang bernilai 3.6 mpy.

Nilai laju korosi tersebut diperoleh berdasarkan Δw atau selisih berat sesuai dengan persamaan (2).

$$mm/y = 87.6 (W/DAT) \dots\dots\dots (2)$$

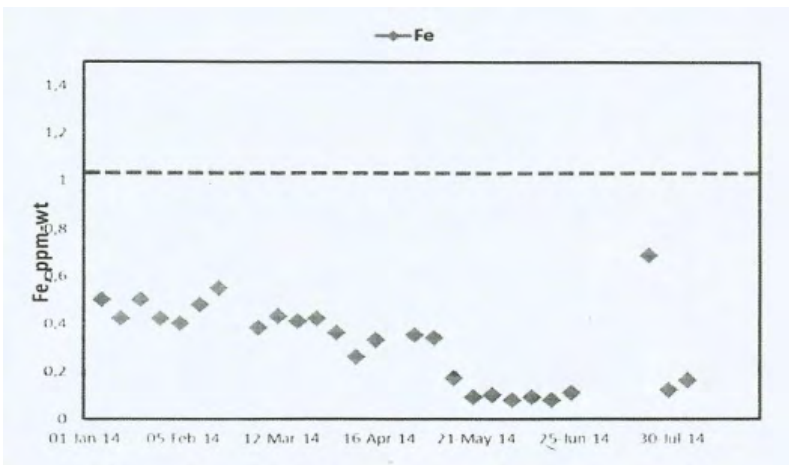
W = Weight loss in miligrams

D = Metal density in g/cm^3

A = Area of sample in cm^2

T = Time of exposure of the metal sample in hours

Selain menggunakan corrosion coupon, corrosion level juga dapat dimonitor melalui Fe content yang ada pada main column receiver 15-V-106. Grafik 4.11 menunjukkan Fe content pada tahun 2014.

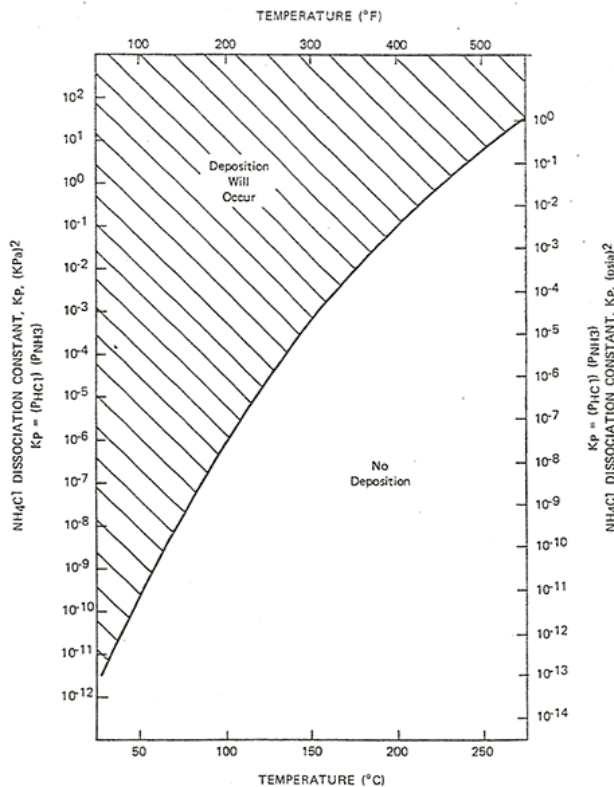


Gambar 4.14 Grafik Fe content di Residue Catalytic Unit

Grafik 4.14 merepresentasikan trend nilai kandungan Fe pada fluida service selama periode Januari sampai dengan Agustus 2014. Dari grafik diketahui bahwa 1 ppm-wt% merupakan batas toleransi kandungan Fe di fluida kerja. Selain itu diketahui bahwa selama rentang periode Januari hingga Juli 2014, rata-rata Fe content masih cukup kecil yaitu sebesar 0.31 ppm-wt%.

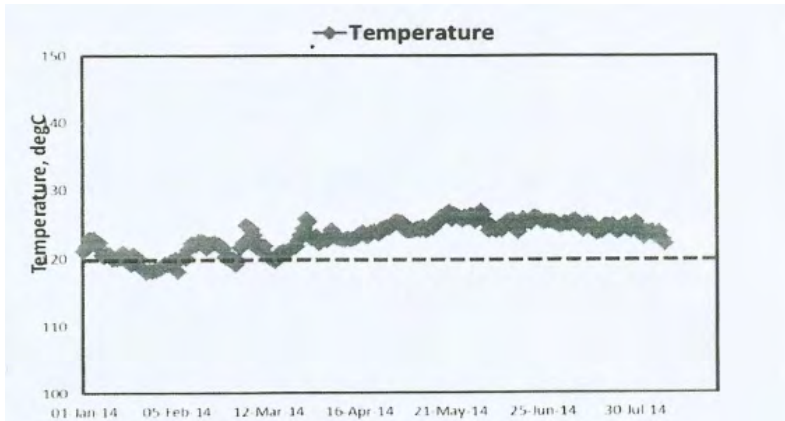
IV.6.3 Peningkatan Temperatur Main column

Temperatur merupakan salah satu penyebab terjadinya deposit *ammonium chloride*. Korosi karena presipitat ammonium chloride hanya bisa terjadi ketika temperature servis di atas temperature titik embun air, yaitu sekitar 120°C. Gambar 4.15 menunjukkan prediksi presipitat garam ammonium chloride akan terbentuk, berdasarkan tekanan parsial dari ammonia dan hydrogen chloride.



Gambar 4.15 Kurva terbentuknya deposit ammonium chloride

Presipitasi ammonium chloride dapat terjadi pada laju alir dengan temperature yang tinggi sampai temperature yang rendah tergantung dari konsentrasi dari NH_3 dan HCl . Selain itu dapat menyebabkan korosi tube dan equipment pada temperature diatas titik embun air.



Gambar 4.16 Trend temperature main column overhead RCC

Gambar 4.16 melihatkan trend temperature selama rentang periode januari hingga juli 2014, temperature rata-rata main column overhead adalah 123.1°C . Temperature ini termasuk temperature di atas titik embun air. Dari beberapa penjelasan di atas, salah satu pencegah terjadinya presipitasi adalah dengan mengontrol temperature dengan berdasar kepada konsentrasi larutan. Mengontrol temperature yang dimaksud adalah menaikkan level temperature dari main column overhead. Tujuan dari pengontrolan ini adalah menginisiasi garam untuk menyublimasi. Akan tetapi cara ini tidak mencegah pembentukan presipitat ammonium chloride di tube air fin cooler karena fluida didinginkan sampai mencapai temperature 80°C .

IV.6.4 Melakukan pemeriksaan kualitas “water wash”

Water wash merupakan air yang digunakan untuk mengencerkan kandungan chloride pada fluida kerja air fin cooler. Selain itu, water wash digunakan untuk menghilangkan ammonium dari fluida kerja air fin cooler. Untuk mengencerkan kedua kandungan tersebut dibutuhkan kualitas air pencuci yang bagus.

Untuk mendapat kualitas air pencuci yang bagus, dibutuhkan unit sour water stripper. Fungsi utama dari unit ini adalah untuk membersihkan air sisa proses dari minyak dan gas seperti ammonia dan hydrogen sulfide. Kualitas water wash yang bagus harus memenuhi spesifikasi standar operasi. Tabel 4.10 melihat spesifikasi standar air bersih.

Tabel 4.10 Spesifikasi produk water wash

Kandungan	Kadar maksimum (ppm wt%)
H ₂ S	10
NH ₃	25

IV.6.5 Melakukan Maintenance Pembersihan Tube Air Fin Cooler

Maintenance atau perawatan sangat dibutuhkan untuk mengurangi atau mencegah kemungkinan kegagalan failure. Metode yang tepat sangat dibutuhkan untuk menanggulangi tingginya laju korosi. Salah satunya adalah penjadwalan maintenance. Jika diambil rata-rata, pihak PERTAMINA melakukan maintenance selama dua tahun sekali. Akan tetapi, selama selang 1 tahun, scale atau endapan ammonium hydrosulfide sudah ditemukan di tube air fin cooler.

Berikut ini adalah maintenance yang perlu dilakukan oleh PT. PERTAMINA RU VI untuk menanggulangi tingginya laju korosi, yaitu:

1. Visual inspection

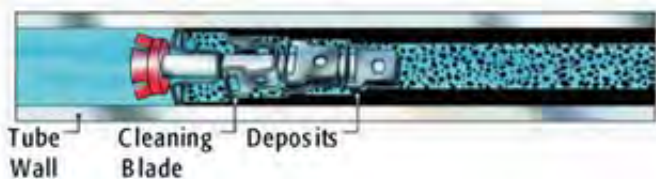
Visual inspection yaitu memeriksa keseluruhan bagian dari air fin cooler. Pemeriksaan motor dan belt kipas, memeriksa indikasi tube leakage pada air fin cooler, dan memeriksa kondisi dari tube air fin cooler.



Gambar 4.17 Indikasi kebocoran pada tube air fin cooler

2. Membersihkan endapan ammonium hydrosulfide

Cleaning test diperlukan untuk membersihkan endapan ammonium hydrosulfide. Selain membersihkan presipitat, cleaning ini juga diperlukan untuk membersihkan bakteri yang dapat menimbulkan korosi pada tube.



Gambar 4.18 Simulasi pembersihan tube

3. Hydrostatic test atau vacuum test

Hydrostatic test diperlukan untuk mengecek tekanan di dalam tube. Pengetesan ini berguna untuk mengetahui adanya kebocoran di dalam tube.



Gambar 4.19 Vacuum test yang dilakukan oleh PT. PERTAMINA RU VI ^[1]

4. Acoustic eye test dan/atau Eddy current test

Pengujian ini dilakukan untuk mengetahui ketebalan dari tube setelah sekian waktu beroperasi. Test ini memancarkan arus eddy atau gelombang suara yang akan ditangkap kembali melalui receiver. Receiver akan menampilkan sisa ketebalan tube di monitor. Selain menampilkan ketebalan tube, pengujian ini juga menampilkan jenis kerusakan yang terjadi di dalam tube.



Gamba

oustic Eye

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

V.1 Kesimpulan

Setelah dilakukan rangkaian analisa data dan pembahasan, maka dapat diperoleh beberapa kesimpulan sebagai berikut:

1. Terjadinya korosi sumuran disebabkan oleh adanya endapan ammonium chloride pada permukaan tube air fin cooler. Endapan ammonium chloride perlu dikurangi untuk mencegah under deposit corrosion.
2. Presipitat ammonium chloride disebabkan karena adanya reaksi antara ammonium dan hydrogen chloride. Konsentrasi ammonium di main column overhead system masih cukup tinggi yaitu 1705 ppm wt% berbanding 2000 ppm wt% (batas toleransi ammonium pada system). Sedangkan konsentrasi chloride pada system yaitu 14 ppm wt% berbanding 50 ppm wt%.
3. Untuk mengurangi terjadinya endapan ammonium chloride perlu dilakukan penambahan jumlah water wash, penambahan salt dispersant additive, dan meningkatkan frekuensi pembersihan tube air fin cooler.

V.2 Saran

Beberapa saran yang dapat diberikan oleh penulis untuk menanggulangi failure tube air fin cooler 15-E-110 adalah sebagai berikut:

1. Melakukan pengaturan volume water wash injection sebesar 10% wt dari crude oil dan menginjeksikan salt dispersant additive sebesar 15 ppm pada water wash.
2. Melakukan pemeriksaan kualitas water wash dengan memantau kandungan NH_3 dan H_2S di sour water stripper unit.
3. Meningkatkan frekuensi maintenance dan pembersihan tube air fin cooler dari presipitat yang mengendap di tube air fin cooler 15-E-110.

Lampiran 1

History Card Air Fin Cooler 15-E-110

History Card 15 E-110A	
Tanggal	Keterangan
31 Oktober 1996	Tube kondisinya baik, tidak ada kerusakan
18 Maret 1998	Tube kondisinya baik
5 September 1999	Bagian dalam kotor oleh scale 1 buat tube buntu dan sudah dibersihkan
15 Februari 2001	Tube kondisinya baik
10 Nopember 2003	Tube kondisinya masih baik, namun bagian dalam tube kotor oleh servicenya dan sudah dibersihkan Hydrostatic Test Tube side: 3.75 kg/cm ² g, hasil baik tidak ada bocoran Tube diplug 1 buah (90) karena tipis
2 Maret 2006	Tube kondisinya masih baik, namun bagian dalam tube kotor oleh servicenya dan sudah dibersihkan Hydrostatic Test dilaksanakan pada tanggal 21 Februari 2006 Tube side: 3.75 kg/cm ² g, hasil baik tidak ada bocoran Tube diplug 1 buah (90)

31 Maret 2011	<p>Front header inside secara visual terjadi general corrosion ringan, tetapi telah dilakukan cleaning</p> <hr/> <p>Kondisi internal tube secara visual kotor oleh service nya dan telah di cleaning</p> <hr/> <p>Hasil NDT dengan acoustics eye tube yang di plug karena mengalami wall loss > 40% karena korosi</p> <hr/> <p>Hydrotest dengan pressure test 4.5 - 6 kg/cm²</p>
30 Maret 2012	<p>Front header inside secara visual terjadi general corrosion ringan, tetapi telah dilakukan cleaning</p> <hr/> <p>Kondisi internal tube secara visual kotor oleh service nya dan telah di cleaning</p> <hr/> <p>Pengukuran thickness tube dengan NDT steel test RFET dengan sample 10% (20 pcs tube)</p> <hr/> <p>Hydrotest dengan pressure test 4 kg/cm²</p>

History Card 15 E-110B	
Tanggal	Keterangan
31 Oktober 1996	Tube kondisinya baik, tidak ada kerusakan
18 Maret 1998	Tube kondisinya baik
5 September 1999	Bagian dalam kotor oleh scale
15 Februari 2001	Tube kondisinya baik
10 Nopember 2003	Tube kondisinya masih baik, namun bagian dalam tube kotor oleh servicenya dan sudah dibersihkan
	Hydrostatic Test
	Tube side: 3.75 kg/cm ² g, hasil baik tidak ada bocoran
2 Maret 2006	Tube kondisinya masih baik, namun bagian dalam tube kotor oleh servicenya dan sudah dibersihkan
	Hydrostatic Test dilaksanakan pada tanggal 21 Februari 2006
	Tube side: 3.75 kg/cm ² g, hasil baik tidak ada bocoran
31 Maret 2011	Front header inside secara visual terjadi general corrosion ringan, tetapi telah dilakukan cleaning
	Kondisi internal tube secara visual kotor oleh service nya dan telah di cleaning
	Hasil NDT dengan acoustics eye tube yang di plug karena

	mengalami wall loss > 40% karena korosi
	Hydrotest dengan pressure test 4.5 - 6 kg/cm ²
30 Maret 2012	Front header inside secara visual terjadi general corrosion ringan, tetapi telah dilakukan cleaning
	Kondisi internal tube secara visual kotor oleh service nya dan telah di cleaning
	Pengukuran thickness tube dengan NDT steel test RFET dengan sample 10% (20 pcs tube)
	Hydrotest dengan pressure test 4 kg/cm ²

History Card 15 E-110C	
Tanggal	Keterangan
18 Maret 1998	Tube kondisinya baik, bagian dalam kotor oleh kerak-kerak hydrocarbon
5 September 1999	Bagian dalam kotor oleh scale
15 Februari 2001	Tube kondisinya baik
10 Nopember 2003	Tube kondisinya masih baik, namun bagian dalam tube kotor oleh servicenya dan sudah dibersihkan
	Hydrostatic Test
	Tube side: 3.75 kg/cm ² g, hasil baik tidak ada bocoran
2 Maret 2006	Tube kondisinya masih baik, namun bagian dalam tube kotor oleh servicenya dan sudah dibersihkan
	Hydrostatic Test dilaksanakan pada tanggal 21 Februari 2006
	Tube side: 3.75 kg/cm ² g, hasil baik tidak ada bocoran
31 Maret 2011	Front header inside secara visual terjadi general corrosion ringan, tetapi telah dilakukan cleaning
	Kondisi internal tube secara visual kotor oleh service nya dan telah di cleaning
	Hasil NDT dengan acoustics eye tube yang di plug karena

	mengalami wall loss > 40% karena korosi
	Hydrotest dengan pressure test 4.5 - 6 kg/cm ²
30 Maret 2012	Front header inside secara visual terjadi general corrosion ringan, tetapi telah dilakukan cleaning
	Kondisi internal tube secara visual kotor oleh service nya dan telah di cleaning
	Pengukuran thickness tube dengan NDT steel test RFET dengan sample 10% (20 pcs tube)
	Hydrotest dengan pressure test 4 kg/cm ²

History Card 15 E-110D	
Tanggal	Keterangan
18 Maret 1998	Tube kondisinya baik, bagian dalam kotor oleh kerak-kerak hydrocarbon
5 September 1999	Bagian dalam kotor oleh scale
15 Februari 2001	Tube kondisinya baik
10 Nopember 2003	Tube kondisinya masih baik, namun bagian dalam tube kotor oleh servicenya dan sudah dibersihkan Hydrostatic Test Tube side: 3.75 kg/cm ² g, hasil baik tidak ada bocoran
2 Maret 2006	Tube kondisinya masih baik, namun bagian dalam tube kotor oleh servicenya dan sudah dibersihkan Hydrostatic Test dilaksanakan pada tanggal 21 Februari 2006 Tube side: 3.75 kg/cm ² g, hasil baik tidak ada bocoran
31 Maret 2011	Front header inside secara visual terjadi general corrosion ringan, tetapi telah dilakukan cleaning Kondisi internal tube secara visual kotor oleh service nya dan telah di cleaning Hasil NDT dengan acoustics eye tube yang di plug karena mengalami wall loss > 40% karena korosi Hydrotest dengan pressure test 4.5 - 6 kg/cm ²

30 Maret 2012	Front header inside secara visual terjadi general corrosion ringan, tetapi telah dilakukan cleaning
	Kondisi internal tube secara visual kotor oleh service nya dan telah di cleaning
	Pengukuran thickness tube dengan NDT steel test RFET dengan sample 10% (20 pcs tube)
	Hydrotest dengan pressure test 4 kg/cm ²

Lampiran 2

Data Hasil Pengujian Acoustic Eye Pada Tahun 2011

Erosion Corrosion

Erosions 15 E-110 A				
Tube ID	Thickness Tube	Wall Reduction		Laju Korosi (mm/year)
		Percentage	Value	
52	2.7686	12.2%	0.3378	0.019869
58	2.7686	16.0%	0.4430	0.026057
147	2.7686	10.3%	0.2852	0.016774
188	2.7686	10.7%	0.2962	0.017426
234	2.7686	10.2%	0.2824	0.016612

Erosions 15 E-110 B				
Tube ID	Thickness Tube	Wall Reduction		Laju Korosi (mm/year)
		Percentage	Value	
14	2.7686	12.7%	0.3516	0.020683
26	2.7686	13.0%	0.3599	0.021172
61	2.7686	12.7%	0.3516	0.020683
85	2.7686	12.8%	0.3544	0.020846
92	2.7686	11.5%	0.3184	0.018729
99	2.7686	13.8%	0.3821	0.022475
	2.7686	13.8%	0.3821	0.022475
180	2.7686	11.0%	0.3045	0.017914
185	2.7686	20.5%	0.5676	0.033386

Erosions 15 E-110 C				
Tube ID	Thickness Tube	Wall Reduction		Laju Korosi (mm/year)
		Percentage	Value	
3	2.7686	11.0%	0.3045	0.017914
5	2.7686	15.7%	0.4347	0.025569
17	2.7686	15.2%	0.4208	0.024755
34	2.7686	10.1%	0.2796	0.016449
46	2.7686	10.7%	0.2962	0.017426
55	2.7686	10.5%	0.2907	0.017100
57	2.7686	21.3%	0.5897	0.034689
75	2.7686	10.1%	0.2796	0.016449
89	2.7686	10.6%	0.2935	0.017263
	2.7686	11.6%	0.3212	0.018892
223	2.7686	12.6%	0.3488	0.020520
226	2.7686	15.0%	0.4153	0.024429
235	2.7686	11.0%	0.3045	0.017914

Erosions 15 E-110 D				
Tube ID	Thickness Tube	Wall Reduction		Laju Korosi (mm/year)
		Percentage	Value	
3	2.7686	19.8%	0.5482	0.032246
12	2.7686	13.7%	0.3793	0.022312
47	2.7686	10.7%	0.2962	0.017426
48	2.7686	10.9%	0.3018	0.017752
104	2.7686	12.7%	0.3516	0.020683
144	2.7686	11.2%	0.3101	0.018240

Crevice Corrosion

Crevice 15 E-110 A				
Tube ID	Thickness Tube	Wall Reduction		Laju Korosi (mm/year)
		Percentage	Value	
11	2.7686	21.2%	0.5869	0.034526
24	2.7686	76.3%	2.1124	0.124261
28	2.7686	25.6%	0.7088	0.041692
48	2.7686	67.8%	1.8771	0.110418
94	2.7686	37.4%	1.0355	0.060909
100	2.7686	77.3%	2.1401	0.125890
102	2.7686	72.2%	1.9989	0.117584
108	2.7686	82.0%	2.2703	0.133544
147	2.7686	78.4%	2.1706	0.127681
151	2.7686	30.9%	0.8555	0.050323
204	2.7686	35.5%	0.9829	0.057815
223	2.7686	85.8%	2.3755	0.139733
224	2.7686	63.7%	1.7636	0.103741
252	2.7686	61.6%	1.7055	0.100321
Average		3.1%		

Crevice 15 E-110 B				
Tube ID	Thickness Tube	Wall Reduction		Laju Korosi (mm/year)
		Percentage	Value	
2	2.7686	86.6%	2.3976	0.141036
5	2.7686	32.6%	0.9026	0.053092
8	2.7686	64.2%	1.7774	0.104555
10	2.7686	52.6%	1.4563	0.085664

12	2.7686	34.4%	0.9524	0.056023
19	2.7686	32.8%	0.9081	0.053418
20	2.7686	38.1%	1.0548	0.062049
23	2.7686	31.5%	0.8721	0.051301
27	2.7686	34.3%	0.9496	0.055861
29	2.7686	52.9%	1.4646	0.086152
33	2.7686	27.6%	0.7641	0.044949
34	2.7686	80.9%	2.2398	0.131753
42	2.7686	31.7%	0.8776	0.051626
48	2.7686	39.1%	1.0825	0.063678
61	2.7686	22.5%	0.6229	0.036643
66	2.7686	67.0%	1.8550	0.109115
68	2.7686	35.1%	0.9718	0.057163
70	2.7686	34.0%	0.9413	0.055372
75	2.7686	88.2%	2.4419	0.143641
80	2.7686	66.4%	1.8384	0.108138
85	2.7686	32.0%	0.8860	0.052115
94	2.7686	38.3%	1.0604	0.062375
114	2.7686	52.6%	1.4563	0.085664
130	2.7686	70.6%	1.9546	0.114978
135	2.7686	86.4%	2.3921	0.140710
139	2.7686	53.9%	1.4923	0.087781
142	2.7686	85.6%	2.3699	0.139407
148	2.7686	26.0%	0.7198	0.042343
157	2.7686	71.5%	1.9795	0.116444
175	2.7686	65.9%	1.8245	0.107324
194	2.7686	77.2%	2.1374	0.125727

196	2.7686	58.5%	1.6196	0.095272
211	2.7686	67.7%	1.8743	0.110255
232	2.7686	29.0%	0.8029	0.047229
235	2.7686	26.3%	0.7281	0.042832
237	2.7686	24.6%	0.6811	0.040063
244	2.7686	72.0%	1.9934	0.117258
245	2.7686	28.5%	0.7891	0.046415
247	2.7686	25.9%	0.7171	0.042180
261	2.7686	36.9%	1.0216	0.060095
263	2.7686	49.4%	1.3677	0.080452
Average		7.7%		

Crevice 15 E-110 C				
Tube ID	Thickness Tube	Wall Reduction		Laju Korosi (mm/year)
		Percentage	Value	
9	2.7686	32.9%	0.9109	0.053581
12	2.7686	58.1%	1.6086	0.094621
14	2.7686	59.1%	1.6362	0.096250
19	2.7686	72.1%	1.9962	0.117421
23	2.7686	54.7%	1.5144	0.089084
31	2.7686	68.6%	1.8993	0.111721
32	2.7686	53.5%	1.4812	0.087129
52	2.7686	59.6%	1.6501	0.097064
54	2.7686	35.3%	0.9773	0.057489
60	2.7686	32.0%	0.8860	0.052115
133	2.7686	67.9%	1.8799	0.110581
165	2.7686	31.0%	0.8583	0.050486

185	2.7686	39.8%	1.1019	0.064818
195	2.7686	32.0%	0.8860	0.052115
212	2.7686	64.0%	1.7719	0.104230
222	2.7686	37.1%	1.0272	0.060421
227	2.7686	63.8%	1.7664	0.103904
228	2.7686	23.2%	0.6423	0.037783
232	2.7686	36.4%	1.0078	0.059281
233	2.7686	65.4%	1.8107	0.106510
236	2.7686	82.8%	2.2924	0.134847
251	2.7686	63.7%	1.7636	0.103741
261	2.7686	22.0%	0.6091	0.035829
Average		4.4%		

Crevice 15 E-110 D				
Tube ID	Thickness Tube	Wall Reduction		Laju Korosi (mm/year)
		Percentage	Value	
8	2.7686	54.2%	1.5006	0.088269
10	2.7686	75.0%	2.0765	0.122144
11	2.7686	38.0%	1.0521	0.061886
18	2.7686	31.4%	0.8693	0.051138
26	2.7686	24.6%	0.6811	0.040063
42	2.7686	25.2%	0.6977	0.041040
43	2.7686	25.8%	0.7143	0.042018
58	2.7686	72.3%	2.0017	0.117747
67	2.7686	90.0%	2.4917	0.146573
102	2.7686	62.0%	1.7165	0.100972
112	2.7686	24.9%	0.6894	0.040552

123	2.7686	69.7%	1.9297	0.113513
131	2.7686	63.9%	1.7691	0.104067
139	2.7686	38.0%	1.0521	0.061886
156	2.7686	77.6%	2.1484	0.126378
179	2.7686	72.4%	2.0045	0.117910
181	2.7686	91.9%	2.5443	0.149667
195	2.7686	61.1%	1.6916	0.099507
203	2.7686	32.9%	0.9109	0.053581
210	2.7686	47.1%	1.3040	0.076707
218	2.7686	91.3%	2.5277	0.148690
231	2.7686	54.3%	1.5033	0.088432
246	2.7686	59.8%	1.6556	0.097390
261	2.7686	68.5%	1.8965	0.111558
Average		5.1%		

Lampiran 3

Data Hasil Pengujian Remote Field Eddy Current Pada Tahun 2012

15 E-110 A		
Tube ID	Thickness Tube	Tube Wall Loss
1	2.7686	41% - 60%
20	2.7686	< 20%
44	2.7686	< 20%
54	2.7686	21% - 40%
74	2.7686	< 20%
84	2.7686	21% - 40%
91	2.7686	< 20%
106	2.7686	21% - 40%
123	2.7686	< 20%
140	2.7686	21% - 40%
157	2.7686	41% - 60%
172	2.7686	< 20%
177	2.7686	21% - 40%
199	2.7686	< 20%
210	2.7686	< 20%
220	2.7686	< 20%
225	2.7686	41% - 60%
238	2.7686	< 20%
250	2.7686	> 61%
260	2.7686	< 20%

15 E-110 B		
Tube ID	Thickness Tube	Tube Wall Loss
6	2.7686	< 20%
26	2.7686	< 20%
44	2.7686	< 20%
45	2.7686	< 20%
54	2.7686	< 20%
64	2.7686	< 20%
76	2.7686	21% - 40%
101	2.7686	21% - 40%
111	2.7686	21% - 40%
123	2.7686	< 20%
133	2.7686	< 20%
137	2.7686	< 20%
149	2.7686	< 20%
162	2.7686	21% - 40%
187	2.7686	< 20%
202	2.7686	21% - 40%
215	2.7686	< 20%
232	2.7686	< 20%
253	2.7686	41% - 60%
264	2.7686	41% - 60%

15 E-110 C		
Tube ID	Thickness Tube	Tube Wall Loss
1	2.7686	> 61%
11	2.7686	41% - 60%
27	2.7686	21% - 40%
38	2.7686	21% - 40%
46	2.7686	< 20%
58	2.7686	21% - 40%
75	2.7686	21% - 40%
94	2.7686	41% - 60%
105	2.7686	> 61%
123	2.7686	41% - 60%
143	2.7686	41% - 60%
162	2.7686	> 61%
172	2.7686	< 20%
184	2.7686	41% - 60%
197	2.7686	< 20%
212	2.7686	41% - 60%
234	2.7686	41% - 60%
243	2.7686	21% - 40%
251	2.7686	< 20%
264	2.7686	< 20%

15 E-110 D		
Tube ID	Thickness Tube	Tube Wall Loss
1	2.7686	< 20%
24	2.7686	21% - 40%
44	2.7686	< 20%
53	2.7686	21% - 40%
63	2.7686	< 20%
80	2.7686	41% - 60%
93	2.7686	41% - 60%
103	2.7686	< 20%
121	2.7686	41% - 60%
130	2.7686	21% - 40%
144	2.7686	21% - 40%
152	2.7686	41% - 60%
165	2.7686	41% - 60%
183	2.7686	21% - 40%
201	2.7686	21% - 40%
217	2.7686	< 20%
221	2.7686	41% - 60%
234	2.7686	21% - 40%
255	2.7686	< 20%
264	2.7686	21% - 40%

Lampiran 4

Jumlah Total Plug Tube Air Fin Cooler

No	Tag No	Blockage	Erosion (%)	Total Plug (pcs)	Total Tubes	Plug (%)
1	15-E-110A	3.5	1	$13 + 1 = 14$	264	5.3
2	15-E-110B	3.5		$23 + 0 = 23$	264	8.7
3	15-E-110C	3.5	3	$13 + 3 = 16$	264	6
4	15-E-110D			$16 + 0 = 16$	264	6
5	15-E-110E		1	$16 + 1 = 17$	264	6.4
6	15-E-110F			$10 + 0 = 10$	264	3.8
7	15-E-110G		2	$10 + 2 = 12$	264	4.5
8	15-E-110H		1	$15 + 1 = 16$	264	6
9	15-E-110J			$11 + 0 = 11$	264	4.2
10	15-E-110K			$14 + 0 = 14$	264	5.3
11	15-E-110L		1	$14 + 1 = 15$	264	5.6
12	15-E-110M			$11 + 0 = 11$	264	4.2
13	15-E-110N			$11 + 0 = 11$	264	4.2
14	15-E-110P			$13 + 0 = 13$	264	5
15	15-E-110R			$16 + 0 = 16$	264	6
16	15-E-110S			$20 + 0 = 20$	264	7.6
17	15-E-110T			$19 + 0 = 19$	264	7.2
18	15-E-110U			$17 + 0 = 17$	264	6.4
19	15-E-110V			$14 + 0 = 14$	264	5.3
20	15-E-110W			$15 + 0 = 15$	264	5.7
21	15-E-110X		14	$18 + 12 = 30$	264	11.4
22	15-E-110Y		1	$20 + 1 = 21$	264	8
23	15-E-110Z			$16 + 0 = 16$	264	6

24	15-E-110AA			$14 + 0 = 14$	264	5.3
25	15-E-110AB			$15 + 0 = 15$	264	6.7
26	15-E-110AC			$19 + 0 = 19$	264	7.2
27	15-E-110AD			$22 + 0 = 22$	264	8.3
28	15-E-110AE		1	$14 + 1 = 15$	264	5.7
29	15-E-110AF		2	$13 + 2 = 15$	264	5.7
30	15-E-110AG			$13 + 0 = 13$	264	5
31	15-E-110AH			$14 + 0 = 14$	264	5.3
32	15-E-110AJ		1	$14 + 1 = 15$	264	5.7

(Halaman ini sengaja dikosongkan)